

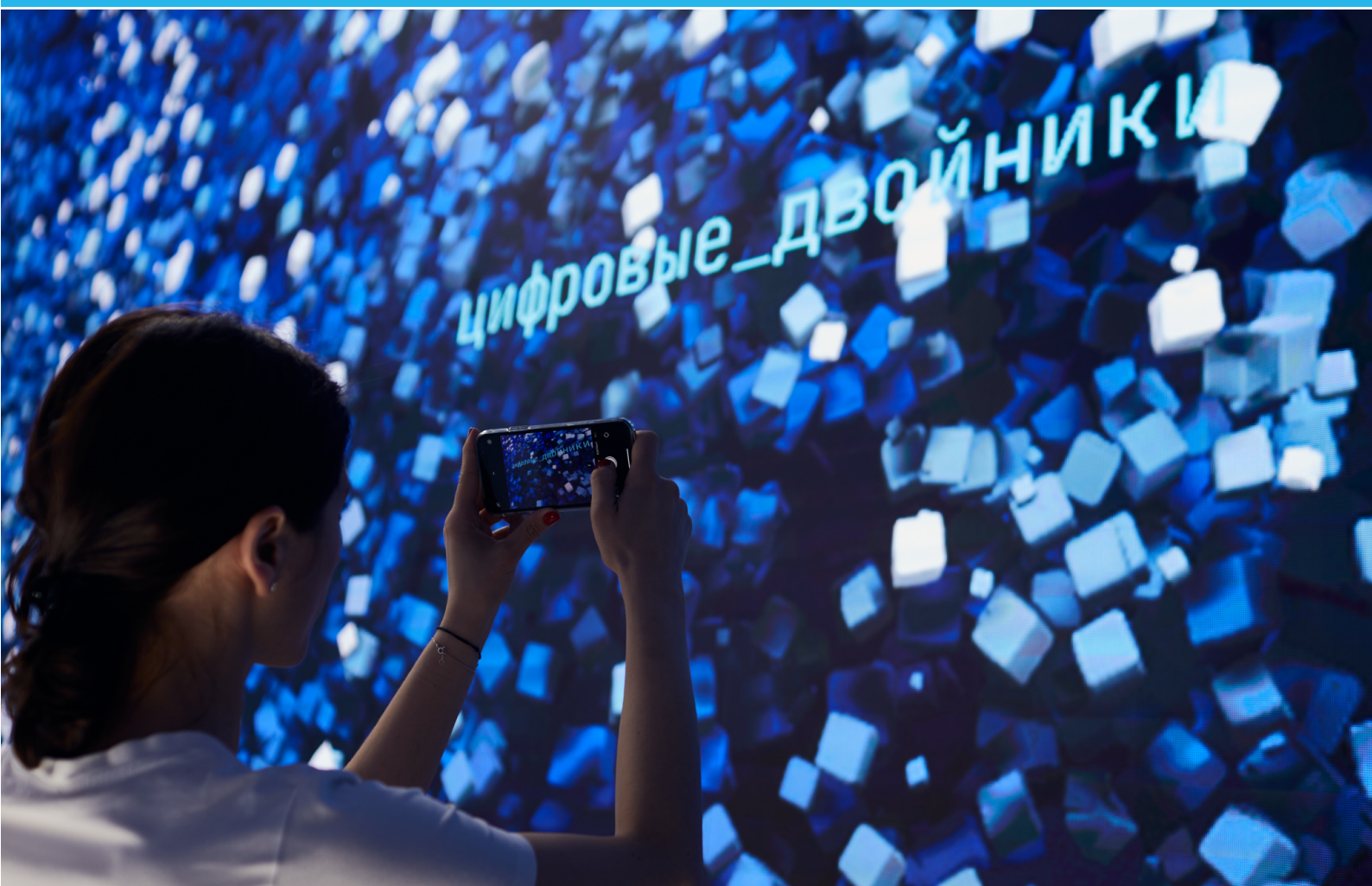
20
стр. Амплитудно-частотные
характеристики
акустических шумов

33
стр. Новый метод мониторинга
динамики изменения
коэффициента
продуктивности скважин

50
стр. Оптоволоконный кабель-
сенсор DAS для изучения
сейсмоакустических
эффектов

Цифровой след как инструмент оценки компетенций:
кейс компании «Газпром нефть»

стр. 91



Читайте «PROнефть» со смартфона в приложении!

Есть ли у нашего журнала свое мобильное приложение? Конечно, есть! Устанавливаете* его с помощью QR-кодов ниже — и получаете обновления первыми.



ДЛЯ
ANDROID*



ДЛЯ
iOS*



ПО ВСЕМ ВОПРОСАМ
ОБРАЩАЙТЕСЬ



КЕРИМОВА Эльвира Римовна
ученый секретарь

✉ Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru

☎ +7 (812) 313 6924 доб. 3657

* ВНИМАНИЕ! Для установки требуется Android версии 8.0+ либо iOS версии 11.0+

НОВОСТИ КОМПАНИИ

4

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

12

Г.А. Дугаров, Т.В. Нефедкина, И.Ю. Богатырев, Н.А. Горевачев, Г.М. Митрофанов, Т.В. Ольева
Опробование алгоритма AVAZ-инверсии, основанного на точных формулах, при обработке данных широкоазимутальной сейсмической съемки
G.A. Dugarov, T.V. Nefedkina, I.Yu. Bogatyrev, N.A. Goreiavchev, G.M. Mitrofanov, T.V. Olneva
Application of AVAZ inversion algorithm based on exact formulas to a wide-azimuth seismic survey data

20

Р.К. Яруллин, Р.А. Валиуллин, А.Р. Яруллин, Д.Н. Михайлов, В.В. Шако, И.Н. Тихонов, А.С. Валиуллин, М.М. Биккулов
Исследование факторов, определяющих амплитудно-частотные характеристики акустических шумов при проведении геофизических исследований
R.K. Yarullin, R.A. Valiullin, A.R. Yarullin, D.N. Mikhaylov, V.V. Shako, I.N. Tikhonov, A.S. Valiullin, M.M. Bikkulov
Study of factors determining the amplitude-frequency characteristics of acoustic noise in well logging

28

А.В. Екименко
Автоматизация тестирования методов построения структурных карт
A.V. Ekimenko
Automation of testing methods for building structural maps

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

33

Л.А. Давлетбакова, С.И. Габитова, В.Ю. Климов, Д.В. Шуваев, И.Я. Эдельман, С.А. Шмидт
Новый метод мониторинга динамики изменения коэффициента продуктивности скважин
L.A. Davletbakova, S.I. Gabitova, V.Yu. Klimov, D.V. Shuvaev, I.Ya. Edelman, S.A. Shmidt
A new method for monitoring wells productivity index dynamics

39

А.Г. Козубовский, Т.В. Кузьмина
Оптимизация интерпретации кривых восстановления давления, осложненных эффектом сегрегации фаз в лифте подъемных труб
A. G. Kozubovsky, T. V. Kuzmina
Optimizing of interpretation build-up with the effect of phase segregation in the lifting tubes

А.А. Рыбаковская, И.В. Фахретдинов, А.А. Прохоров, Т.Ч. Фатхуллин, А.Н. Звада, И.А. Скварко
Новый подход в планировании базовой добычи с автоматизацией методики поскважинного расчета
A.A. Rybakovskaya, I.V. Fakhretdinov, A.A. Prokhorov, T.Ch. Fatkhullin, A.N. Zvada, I.A. Skvarko
Automation of the forecasting process for wells base production

А.И. Ипатов, А.А. Андриановский, А.Ю. Губарев, А.В. Воронкевич, Р.М. Гилемзянов, В.В. Соловьева
Изучение сейсмоакустических эффектов в эксплуатационной горизонтальной скважине на основе оптоволоконного кабель-сенсора DAS
A.I. Ipatov, A.A. Andrianovsky, A.Yu. Gubarev, A.V. Voronkevich, R.M. Galimzyanov, V.V. Solovyova
Study of seismoacoustic effects in an producing oil horizontal well based on a fiber-optic cable sensor DAS

С.А. Андронов, Е.А. Горенкова, Д.А. Ищук, И.А. Максименко
Ключевые неопределенности концепции разработки и подходы к их снятию на примере пласта Ю1 Западно-Таркосалинского месторождения
S.A. Andronov, E.A. Gorenkova, D.A. Ichuk, I.A. Maksimenko
Uncertainties of the development concept and approaches to their removal using the example of the U1 reservoirs of the Zapadno-Tarkosalinsky field

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В.А. Легкоконец, С.А. Нехаев, М.М. Хасанов
Системный подход к выбору оптимальной мощности инфраструктуры отгрузки жидких углеводородов и последовательности до изучения группы перспективных месторождений
V.A. Legkokonets, S.A. Nekhaev, M.M. Khasanov
A systematic approach to the selection of the optimal capacity for liquid hydrocarbons offloading infrastructure and the sequence of exploration stages of a group of prospects

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Ю.В. Бесхижно, В.В. Бесхижно, А.И. Ермаков
Подводное хранение жидких углеводородов в арктических условиях
Y.V. Beskhizhko, V.V. Beskhizhko, A.I. Ermakov
Underwater storage of liquid hydrocarbons in arctic conditions

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

О.П. Таксиор, М.П. Поликарпов
Цифровизация инспекционной деятельности: передовые технологии для компетентных специалистов
O.P. Taksior, M.P. Polikarpov
Digitalization of inspection activities advanced technologies for competent specialists

Т.А. Лезина, Т.А. Хорошева, А.В. Коростелева
Цифровой след как инструмент оценки компетенций: кейс компании «Газпром нефть»
T.A. Lezina, T.A. Khorosheva, A.V. Korosteleva
Digital trace data as a tool for assessing competencies: the case of the Gazprom нефть

ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, ПРАВО

Н.В. Купцов, М.С. Самодуров
Государственное стимулирование нефтегазохимии и развития Арктической зоны РФ открывает новые возможности для освоения ресурсной базы углеводородов
N.V. Kuptsov, M.S. Samodurov
State support for petrochemicals and invenstmnts in Russian Arctic opens up new opportunities for the development of hydrocarbon resource base

М.И. Кузьмин, Д.Ф. Хамидуллин, А.С. Архипов, О.С. Мерега, И.И. Треба, В.В. Целиков, М.С. Прошутинский
Создание комплексного алгоритма анализа нефтяных месторождений с целью повышения их экономической привлекательности и технологического потенциала
M.I. Kuzmin, D.F. Khamidullin, A.S. Arkhipov, O.S. Meregа, I.I. Treba, V.V. Tselikov, M.S. Proshutinsky
Creation of a comprehensive algorithm for analysis of oil fields to increase their economic attractiveness and technological potential

ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

Издается с 2016 года

УЧРЕДИТЕЛЬ
ООО «Газпромнефть НТЦ»

Редакционная коллегия:
В.В. Яковлев (председатель редакционной коллегии)
С.В. Аплонов, д.г.-м.н
Р.Н. Бахтизин, д.ф.-м.н.
А.С. Бочков, к.т.н.
А.В. Бухановский, д.т.н.
Р.А. Валиуллин, д.т.н.
А.А. Вашкевич
С.В. Головин, д.ф.-м.н.
С.А. Доктор
А.Б. Золотухин, д.т.н.
А.М. Кривцов, д.ф.-м.н.
А.А. Осипцов, д.ф.-м.н.
А.А. Пустовских, к.ф.-м.н.
А.С. Сарваров, к.т.н.
К.М. Федоров, д.ф.-м.н.
М.М. Хасанов, д.т.н.
В.А. Шашель, к.т.н.

Редакция:
М.М. Хасанов – главный редактор
Э.Р. Керимова – выпускающий редактор
Д.А. Ребров
Е.И. Старикова
К.М. Волков

Адрес редакции:
190000, Россия, Санкт-Петербург,
наб. реки Мойки, д. 75–79, лит. Д
Тел.: +7 (812) 313-69-24
Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru
ntc_odo@gazpromneft-ntc.ru
www.ntc.gazprom-neft.ru

Перепечатка без разрешения редакции запрещена.
При использовании материалов ссылка на журнал
«ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти» обязательна.
Редакция не несет ответственности
за содержание рекламных материалов.

Сдано в набор 30.04.2021. Подписано в печать 28.06.2021
Дата выхода в свет 30.06.2021. Формат 64 × 90¹/₈
Бумага мелованная. Печать офсетная
Усл. печ. л. 15,39. Уч.-изд. л. 13,08. Бум. л. 7,19.
Тираж 400 экз. Зак. 02955

Отпечатано в ООО «БЕАН»
603003, г. Нижний Новгород, ул. Баррикад, д. 1, корп. 5

Цена свободная.

© «Газпром нефть», 2021
© Научное редактирование статей и верстка
ООО «НЭИКОН ИСП», 2021
115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 4, стр.5, офис 2.4

© «ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти»
Журнал зарегистрирован в Федеральной службе
по надзору в сфере связи, информационных технологий
и массовых коммуникаций (Роскомнадзор) РФ
22.09.2017 г. Рег. № ПИ ФС77-71164

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» СОЗДАЛА ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМЕНИ АЛЕКСАНДРА ЖАГРИНА

«Газпром нефть» создала единую интегрированную модель одного из самых перспективных активов компании – месторождения имени Александра Жагрина в Кондинском районе ХМАО-Югры. Команда специалистов из дочерних предприятий компании – «Газпромнефть-Хантоса» и Научно-Технического Центра – просчитала более 20 сценариев и определила оптимальную стратегию развития актива на ближайшие три года. Так, в 2021 году на месторождении планируется завершить бурение 87 новых скважин, ввести в эксплуатацию 90 скважин, в том числе 69 горизонтальных. По прогнозам, до конца года на объекте будет добыто около 2,7 млн тонн н.э. Использование интегрированной модели месторождения позволит предприятию получить экономический эффект в размере более 1 млрд руб. до конца 2023 года.

Цифровой двойник месторождения состоит из различных модулей, благодаря чему в виртуальной среде можно видеть работу всех объектов инфраструктуры и в точности воспроизводить весь процесс добычи на активе. Каждый модуль системы отвечает за отдельные производственные процессы. Так, например, модуль добычи собирает, систематизирует и анализирует данные, получаемые со скважин. Специальная программа проводит аналитику, выявляет возможные отклонения и прогнозирует суточную добычу

по каждой скважине, предлагает оптимальные сценарии изменения параметров работы в случае отклонения от запланированных объемов. «Современное месторождение – сложный комплекс взаимосвязанных систем: пласта, скважины, наземной инфраструктуры и объектов подготовки нефти. Для его эффективной работы мы должны учитывать взаимное влияние всех составляющих, в чем нам и помогает создание цифровых двойников этой большой системы – компьютерной модели, способной прогнозировать ее дальнейшее поведение, позволяющей проверять различные гипотезы, формировать множество возможных сценариев разработки актива и выбирать оптимальные для реализации», – отметил директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич. «Технологическое моделирование, создание цифровых двойников дают нам возможность повысить качество прогнозов, уровень производственной безопасности, определить оптимальную стратегию развития актива и тем самым существенно повысить эффективность реализации нашего самого перспективного проекта на юго-западе Югры», – отметил генеральный директор «Газпромнефть-Хантоса» Сергей Федоров.

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ВНЕДРЯЕТ СОБСТВЕННЫЕ БИОТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕДОБЫЧИ

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» разработал новый штамм бактерии, который производит универсальную ксантановую камедь – ценное сырье, необходимое для нефтедобывающей, пищевой и косметической промышленности. Микроорганизм способен вырабатывать от двух до четырех раз больше ксантана, чем известные ранее бактерии, что открывает перспективы создания первого в России промышленного производства ксантановой камеди. По оценкам специалистов компании, продукт, полученный от нового штамма, будет на 10% дешевле импортных аналогов.

Ксантановая камедь – безопасное природное соединение, востребованное во многих отраслях. В нефтедобыче этот биополимер является обязательным компонентом буровых растворов. В России ксантан для промышленности пока не производится, его применение полностью зависит от поставок из-за рубежа.

В 2019 году «Газпром нефть» начала проект по производству отечественной ксантановой камеди. Первым шагом к импортозамещению стало создание нового штамма бактерии, производящей ксантан. Сотрудники Научно-Технического Центра «Газпром нефти» вместе с российскими учеными-биотехнологами вывели самый высокопродуктивный из известных штаммов. В стандартных условиях новая бактерия *Xanthomonas fuscans* GBIGsan-615 обеспечивает выход ксантана 18,2 г/л, а при культивировании на улуч-

шенных питательных средах – 24,2 и 29,5 г/л. Это в 2–4 раза больше, чем производят ранее известные бактерии.

Разработка признана научным сообществом: штамм включен во Всероссийскую коллекцию промышленных микроорганизмов (ВКПМ), а Научно-Технический Центр «Газпром нефти» получил патенты на изобретение. Следующий этап проекта – опытное производство ксантановой камеди. «Создание высокопродуктивного штамма бактерий, производящего ксантановую камедь, – пример успешного решения абсолютно новой для нашей компании технологической задачи. Мы объединили компетенции академической науки и партнеров из далеких от нефтегаза сфер для импортозамещения важного сырья, которое востребовано в нескольких отраслях промышленности. Лабораторные испытания показали, что на основе полученного с помощью нового штамма ксантана можно изготовить качественный, соответствующий стандартам нефтяной промышленности буровой раствор. Это первый разработанный в России штамм, который отвечает всем требованиям получения ксантана для задач нефтедобычи. По своим свойствам произведенный ксантан универсален, он может использоваться также в пищевой, фармацевтической и косметической промышленности», – рассказал директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.

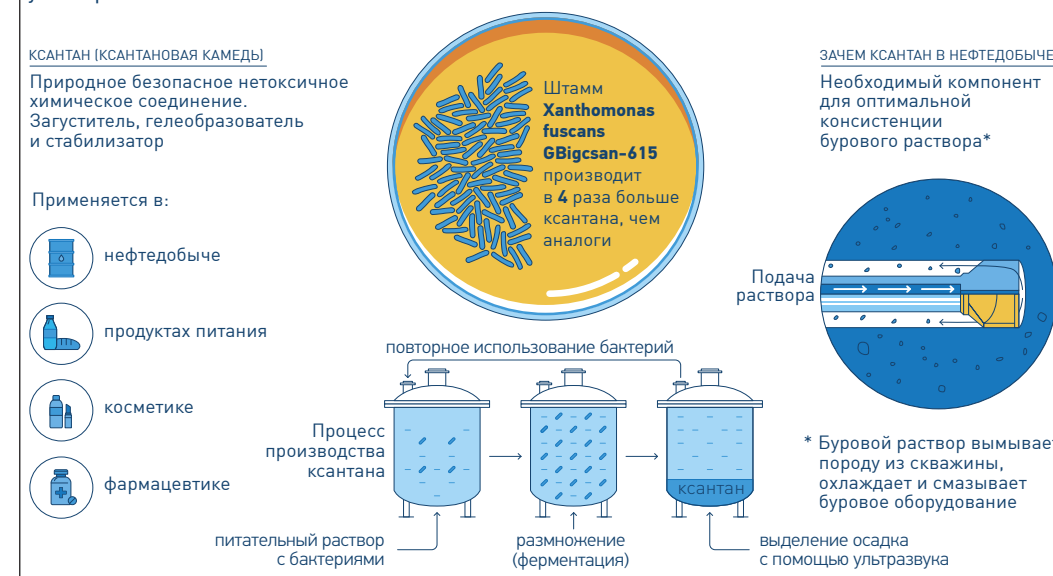
Создание интегрированной модели месторождения в ХМАО-Югре

Цифровой двойник месторождения им. Александра Жагрина



Биотехнологии в нефтедобыче

Разработан первый в России штамм бактерий для производства универсального ксантана



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И РwC В РОССИИ БУДУТ ВМЕСТЕ РАЗВИВАТЬ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕДОБЫЧИ

«Газпром нефть» будет разрабатывать интеллектуальные цифровые решения для геологии и нефтедобычи совместно с компанией РwC в России. Меморандум о стратегическом сотрудничестве подписали на Петербургском международном экономическом форуме заместитель председателя Правления «Газпром нефти» Вадим Яковлев и управляющий партнер РwC в России и странах Евразии Игорь Лотаков.

«Газпром нефть» использует самообучающиеся программы, нейронные сети, искусственный интеллект и передовые методы обработки больших массивов информации. Также компания применяет продвинутые цифровые решения для оптимизации бурения скважин, контроля работы оборудования на месторождениях, геологических исследований и в логистике.

РwC в России активно наращивает свои компетенции в разработке цифровых технологий. Компании создадут совместные центры экспертизы по разработке технологических и цифровых продуктов для нефтегазовой отрасли. Взаимодействие на базе этих центров поможет объединить ресурсы «Газпром нефти» и РwC в России для создания новых и развития уже существующих технологий в области когнитивной геологии и цифровых инструментов.

«Мы сосредоточены на создании прорывных решений, которые смогут коренным образом менять производственные процессы в масштабах всей отрасли. В этой работе большая роль отводится

цифровым инструментам. В их числе наш проект “Когнитивный геолог” – новая IT-платформа по анализу неопределенностей в геологоразведке и построению концептуальных геологических моделей. Объединив наши компетенции с глобальной экспертизой РwC, мы сформируем новый подход к обработке геологической информации», – подчеркнул заместитель председателя Правления «Газпром нефти» Вадим Яковлев.

«Стратегическое сотрудничество с компанией “Газпром нефть” позволит нам совместными усилиями создать среду, в которой бизнес и технологии органично объединены, и это существенно ускорит процесс реализации важных для производства решений», – отметил управляющий партнер РwC в России и странах Евразии Игорь Лотаков.

«В каждом технологическом проекте перед нами стоит задача выпустить удобный кан для пользователей внутри компании, так и для коммерциализации на внешнем рынке продукт, обеспечить его дальнейшее развитие и поддержку. Взаимодействие с таким сильным партнером, как РwC, дополнит индустриальные компетенции наших технологических команд и позволит нам и впредь превращать сильные научные идеи в востребованные и эффективные решения», – поделился директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И АДМИНИСТРАЦИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ СОЗДАДУТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПОЛИГОН ДЛЯ ДОБЫЧИ «ТРУДНОЙ» НЕФТИ

«Газпром нефть» и администрация Томской области договорились о расширении совместного проекта по созданию технологий поиска и разработки доюрских залежей. На Петербургском международном экономическом форуме документ подписали председатель Правления «Газпром нефти» Александр Дюков и губернатор Томской области Сергей Жвачкин.

«Газпром нефть» при поддержке администрации Томской области реализует в регионе масштабный проект «Палеозой», нацеленный на разработку углеводородов из доюрских залежей. Его реализация позволит компании ежегодно дополнительно добывать в области до 1,3 млн тонн «трудной» нефти с 2025 года. Палеозойские пласты смогут обеспечивать до половины всей добычи в Томской области.

«Газпром нефть» и администрация Томской области планируют создать в регионе первый в России технологический полигон для тестирования и внедрения передовых инструментов поиска запасов доюрского комплекса. Партнеры планируют развивать цифровую платформу проекта «Палеозой». Инновационное решение будет включать виртуальную модель полигона, единую и доступную онлайн интегрированную базу данных по исследованиям и опытно-промышленным испытаниям.

«Уже до конца 2021 года мы представим прототип российской промышленной технологии для

разведки и добычи палеозойских углеводородов. С доюрскими запасами связаны перспективы развития нефтедобычи в сибирских регионах. Планируется, что в 2024–2025 годы технология будет тиражирована для изучения и освоения палеозойских ресурсов в ХМАО-Югре и ЯНАО», – отметил председатель Правления «Газпром нефти» Александр Дюков.

«Поиск новых эффективных технологий добычи “трудных” углеводородов – задача масштабной страны. Однако наши томские ученые и производственники вместе с мощным научно-технологическим блоком компании “Газпром нефть” имеют все шансы решить эту задачу», – подчеркнул губернатор Томской области Сергей Жвачкин.

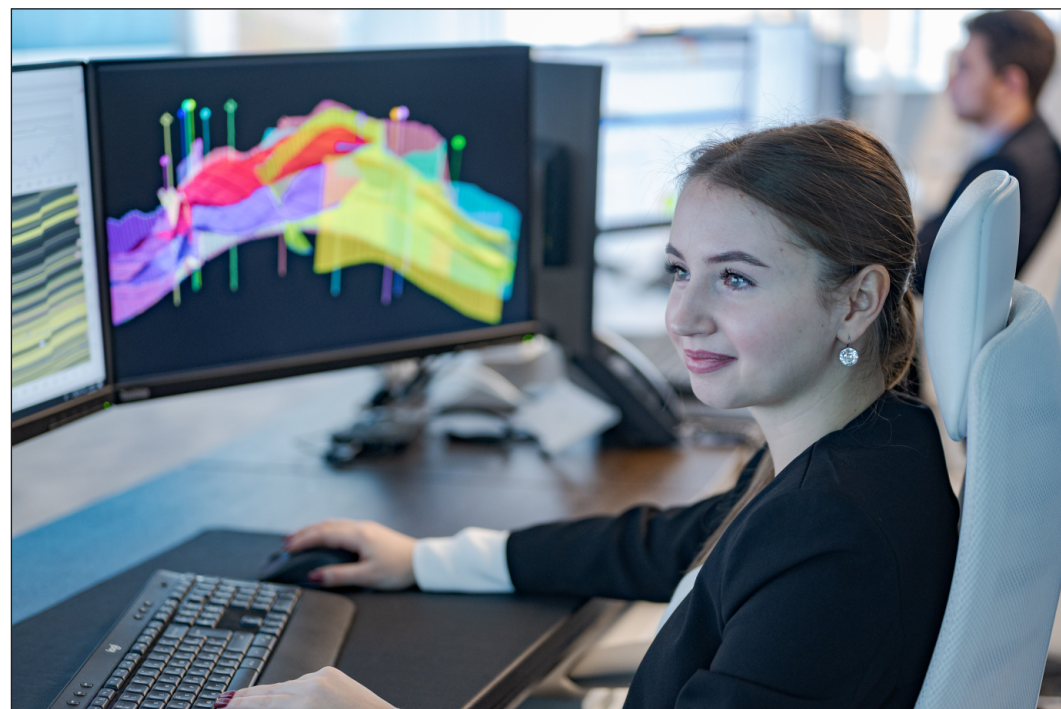
«“Палеозой” – одна из стратегических технологических ставок блока. Чтобы повысить успешность геолого-разведочных работ и поискового бурения на доюрских объектах с нынешних 17 до 50–60%, мы провели серию масштабных научно-исследовательских работ, проанализировали исторический керн, создали новую геологическую модель Томской области по доюрскому комплексу, открыли несколько залежей. Уже к концу 2021 года мы планируем создать прототип поисковой технологии», – поделился директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И «ТАТНЕФТЬ» ВНЕДРЯЮТ ТЕХНОЛОГИИ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ

«Газпром нефть» и «Татнефть» заключили соглашение о сотрудничестве в реализации проектов по увеличению нефтеотдачи пластов. На Петербургском международном экономическом форуме документ подписали директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич и заместитель генерального директора – директор представительства ПАО «Татнефть» в Москве Азат Ягафаров. Соглашение рассчитано до 2030 года и предусматривает создание технологических полигонов на активах «Газпром нефти» и «Татнефти» в Западной Сибири и Приволжском федеральном округе. Партнеры планируют проводить совместные исследования поверхностно-активных веществ (ПАВ) и полимеров для операций по повышению нефтеотдачи. Компании объединят опыт и компетенции для выработки стратегии производства востребованного нефтяного оборудования и его сервиса. Стороны также обсудят возможность создания совместного предприятия для консолидации ресурсов и компетенций в развитии технологий интенсификации добычи. «Газпром нефтью» успешно реализованы пилотные проекты применения заводнения, позволившие увеличить коэффициент извлечения нефти на одном из месторождений ХМАО-Югры до 69%. «Татнефтью» создано и запатентовано более 200 методов увеличения нефтеотдачи, которые успешно применяются на объектах компании и за ее пределами. Инжиниринг процессов вклю-

чает полный производственный цикл от лабораторных исследований до реализации на объектах добычи с последующим накоплением знаний в цифровой библиотеке. «В мировой практике коэффициент извлечения нефти варьируется от 20 до 50%, в России этот показатель находится на уровне 35%. Химические методы увеличения нефтедобычи позволяют повысить эффективность разработки даже истощенных участков. Эти технологии дадут вторую жизнь месторождениям Западной Сибири. Запустить их промышленное внедрение – задача отраслевого масштаба», – отметил директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич. «Методы увеличения нефтеотдачи являются драйвером развития нефтегазовой отрасли, однако для разработки и запуска крупных инновационных проектов, направленных на существенное увеличение нефтеотдачи, необходима в том числе и государственная поддержка. Объединение опыта и компетенций «Татнефти» и «Газпром нефти» позволит реализовать комплексные проекты, решить сложные научные и производственные задачи с максимальным для страны народно-хозяйственным эффектом», – поделился заместитель генерального директора – директор представительства ПАО «Татнефть» в Москве Азат Ягафаров.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И МФТИ ОБЪЕДИНЯТ УСИЛИЯ В РАЗВИТИИ И КОММЕРЦИАЛИЗАЦИИ ЦИФРОВЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ НЕФТЕДОБЫЧИ

«Газпром нефть» и Московский физико-технический институт договорились о стратегическом сотрудничестве и подтвердили намерение о создании совместного предприятия для продвижения на внешний рынок инновационного программного обеспечения для нефтегазовой отрасли. На Петербургском международном экономическом форуме Меморандум подписали заместитель председателя Правления «Газпром нефти» Вадим Яковлев и ректор МФТИ Николай Кудрявцев. Соглашение нацелено на расширение взаимодействия сторон в области научно-технических проектов, нефтегазового инжиниринга и подготовки высококвалифицированных кадров. «Газпром нефть» и МФТИ планируют на паритетных началах создать совместное предприятие, которое займется развитием и продвижением цифровых разработок партнеров. На начальном этапе планируется техническое развитие и коммерциализация симулятора гидроразрыва пласта «КиберГРП», объединяющего сервисы моделирования, оптимизации, анализа и контроля операций гидроразрыва. Стороны рассмотрят возможность проведения совместных научно-исследовательских работ в области цифровизации добычи, искусственного интеллекта, беспилотных технологий и роботизации, повышения нефтеотдачи и других направлениях. Со стороны МФТИ к проектам планируется привлекать

ведущих экспертов в области математики, физики, кибернетики и геофизики. «Сотрудничество с МФТИ станет базой для создания новых наукоемких технологичных решений в нефтегазовой отрасли», – заключил заместитель председателя Правления «Газпром нефти» Вадим Яковлев. «Заключение соглашения в области разработки инновационных методов разведки и добычи углеводородов может стать предпосылкой экспоненциального роста добывающей промышленности. В наших силах привлечь самых квалифицированных экспертов и использовать новейшие научные достижения, что в итоге позволит нашей стране занять новую перспективную нишу на мировом рынке», – сообщил ректор МФТИ Николай Кудрявцев. «Наша цель – качественное изменение технологического развития и его ускорение. Откликаясь на запросы клиентов, рыночные продукты эволюционируют существенно быстрее, особенно если речь идет о машинном обучении и искусственном интеллекте. Часть новых решений мы продолжим создавать в сотрудничестве, получая доступ к знаниям, которыми располагают другие игроки рынка», – отметил директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» СОВМЕСТНО С ПАРТНЕРАМИ СОЗДАСТ ПЕРВЫЙ РОССИЙСКИЙ КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

«Газпром нефть» совместно с партнерами разработает первое российское оборудование для гидроразрыва пласта (ГРП) – основной технологии увеличения добычи трудноизвлекаемых запасов нефти. Соглашение о сотрудничестве на Петербургском экономическом форуме подписали заместитель председателя Правления «Газпром нефти» Вадим Яковлев, генеральный конструктор АО «Корпорация “Московский институт теплотехники”» Юрий Соломонов и генеральный директор ЗАО «СП “МеКаМиннефть”» Андрей Ефремов. Современный российский флот ГРП будет включать в себя специальные автомобили для транспортировки комплекса, установки для закачивания в скважины реагентов, мобильные станции управления и контроля для сбора и аналитики данных и другое оборудование. Производителем российского комплекса для ГРП станет АО «Корпорация “Московский институт теплотехники”». Полевые испытания нового оборудования проведет ЗАО «СП “МеКаМиннефть”» на объектах «Газпром нефти» в ХМАО-Югре. «Создание первого отечественного полноразмерного комплекса ГРП позволит диверсифицировать как рынок сервисных компаний, так и рынок комплектующих, повысить конкуренцию, качество и эффективность предоставляемых услуг», –

отметил заместитель председателя Правления «Газпром нефти» Вадим Яковлев. «Создание флота ГРП российскими предприятиями актуально как с позиции диверсификации их деятельности, так и импортозамещения», – подчеркнул генеральный конструктор АО «Корпорация “Московский институт теплотехники”» Юрий Соломонов. «ЗАО “СП “МеКаМиннефть”» готово обеспечить эффективное производственно-технологическое партнерство для проведения полевых испытаний высокотехнологичного импортозамещающего оборудования для гидроразрыва пласта не только для применения на территории Российской Федерации, но и продвижения на международный рынок», – отметил генеральный директор ЗАО «СП “МеКаМиннефть”» Андрей Ефремов. «Проект по созданию отечественного флота ГРП – инициатива, важность которой понимают в масштабах всей нефтегазовой отрасли. Мы предоставим партнерам свою экспертизу и площадку для промышленных испытаний нового оборудования», – отметил директор по технологическому развитию «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.



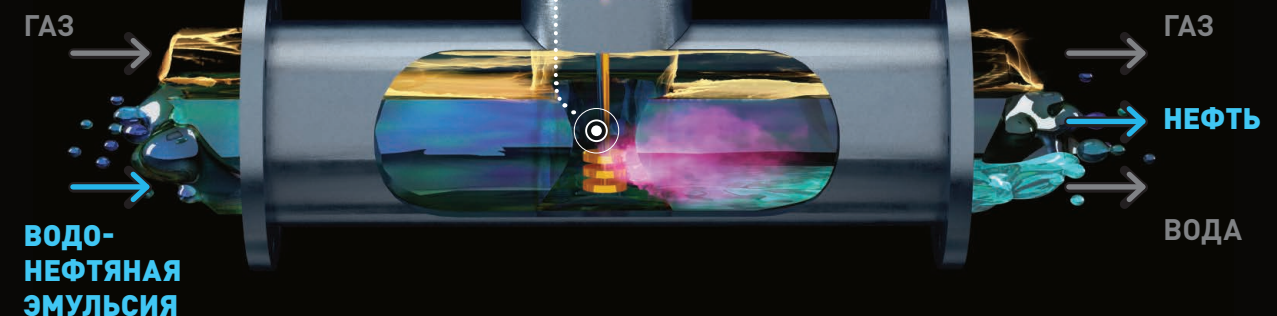
СИМФОНΙΑ УЛЬТРАЗВУКА ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

НТЦ «Газпром нефти» вместе с «НПО Волна» и РГУ им. И.М. Губкина разрабатывает технологию «Высокопроизводительный фазоразделитель — smart-диспергатор». Новое оборудование позволит с помощью ультразвука эффективно разделять скважинную жидкость на воду, нефть и газ. С помощью нового решения этот процесс протекает до 6 раз быстрее, чем при использовании традиционных методов. Разработка поможет значительно сэкономить на химических реагентах, а еще больше не нужно будет строить и обслуживать громоздкие установки из нескольких последовательных сепараторов. Новая технология прошла успешные промышленные испытания на Тайлаковском месторождении «Славнефть-Мегионнефтегаза».

Распылитель подает деэмульгатор непосредственно в водонефтяную эмульсию. Энергия ультразвуковых колебаний значительно повышает скорость и эффективность процесса разделения на нефть и воду.



Генератор
ультразвуковых
импульсов



30%

экономию
на химических
реагентах

ОПРОБОВАНИЕ АЛГОРИТМА AVAZ-ИНВЕРСИИ, ОСНОВАННОГО НА ТОЧНЫХ ФОРМУЛАХ, ПРИ ОБРАБОТКЕ ДАННЫХ ШИРОКОАЗИМУТАЛЬНОЙ СЕЙСМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ

Г.А. Дугаров¹, Т.В. Нефедкина¹, И.Ю. Богатырев², Н.А. Горевячев^{1,3}, Г.М. Митрофанов^{1,3}, Т.В. Ольнева⁴

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

²«НТЦ НИС – Нафтагас»

³Новосибирский государственный университет

⁴Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: dugarovga@ipgg.sbras.ru

В данной работе рассматриваются результаты применения оптимизационного алгоритма нелинейной AVAZ-инверсии отраженных продольных (PP) волн в анизотропных средах, основанного на точных коэффициентах отражения, при обработке и интерпретации полевых данных полноазимутальной 3D сейсмической съемки, выполненной на одном из месторождений Республики Сербия. Проводится сравнение с традиционным методом Рюгера, базирующемся на линейаризованных аппроксимациях коэффициента отражения Р-волны на границе изотропного и анизотропного (НТИ – трансверсально-изотропная среда с горизонтальной осью симметрии) полупространств. Анализ карт направлений трещиноватости и степени анизотропии, построенных по данным двух методов, показал, что алгоритм AVAZ-инверсии, использующий точные формулы, обеспечивает большую детализацию карт. Сопоставление результатов с данными скважинных исследований, выполненных методом FMI (микроимиджеров), показало общее соответствие результатов и надежность работы разработанного алгоритма.

Ключевые слова: коэффициенты отражения, трансверсально-изотропная с горизонтальной осью симметрии, анизотропия, продольные волны, эффективные параметры трещиноватости

APPLICATION OF AVAZ INVERSION ALGORITHM BASED ON EXACT FORMULAS TO A WIDE-AZIMUTH SEISMIC SURVEY DATA

G.A. Dugarov¹, T.V. Nefedkina¹, I.Yu. Bogatyrev², N.A. Goreyachev^{1,3}, G.M. Mitrofanov^{1,3}, T.V. Olneva⁴

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, RF, Novosibirsk

²NTC NIS – Naftagas, Serbia, Novi Sad

³Novosibirsk State University, RF, Novosibirsk

⁴Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Results of applying of nonlinear AVAZ inversion optimization algorithm to data from 3D wide-azimuth seismic survey in the Republic of Serbia are presented. The algorithm is based on exact reflection coefficients formulas for PP reflection from anisotropic medium. We compare it with a conventional algorithm based on Ruger linear approximation of P-wave reflection from a boundary between isotropic and anisotropic (HTI) media. Maps of fracture orientation and anisotropy degree are more detailed in the case of using AVAZ inversion based on exact formulas. The results are in general accordance with the FMI well data, which indicates reliable performance of the algorithm.

Keywords: reflection coefficients, transversely isotropic (HTI) medium, anisotropy, compressional waves, effective fracture parameters

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-12-19>

ВВЕДЕНИЕ

В процессе обработки полноазимутальных и широкоазимутальных (CMP Ratio L/W > 0,7) сейсмических данных и AVAZ-инверсии специалисты получают дополнительные массивы информации (атрибуты) для последующей геологической интерпретации. Анизотропная интерпретация, наряду со

структурной и динамической интерпретацией, в настоящее время оформляется как самостоятельное целостное направление в интерпретации сейсмических данных со своими подходами, приемами и методами исследований. Несмотря на то что природа анизотропии остается дискуссионным вопросом, развитие этого направления, несомненно, представляет как научный, так и практический интерес.

При нахождении параметров систем ориентированных трещин по данным об анизотропии скоростей (VVAZ) или амплитуд отраженных волн (AVAZ) используют анизотропные аппроксимации сред с ориентированной трещиноватостью [1–3]. Наиболее простой и принципиально важной является модель трансверсально-изотропной (ТИ) среды. Резервуары с системой параллельных трещин могут быть представлены эффективной моделью трансверсально-изотропной среды с осью симметрии, нормальной плоскостям трещин. В случае субвертикального расположения трещин данная среда описывается моделью ТИ с горизонтальной осью симметрии (НТИ).

При исследовании донеогенового основания на одном из месторождений Республики Сербия было выполнено опробование технологии глубоинной полноазимутальной угловой миграции EarthStudy360® (ES360) [4, 5], включая оценку анизотропии типа НТИ по результатам VVAZ- и AVAZ-инверсии [6]. Параметры сейсмической съемки полностью соответствовали требованиям применения данной технологии. В процессе глубоинной обработки сейсмических данных и анализа мигрированных рефлексивных полноазимутальных угловых сейсмограмм были зарегистрированы сейсмические эффекты анизотропии типа НТИ (горизонтально-поперечной изотропии) и подтверждена анизотропная модель среды. Результаты исследования были опубликованы в серии статей и тезисов, неоднократно представлялись как на отечественных, так и на международных конференциях [7–9].

В процессе осуществления научно-исследовательской работы остался ряд неопределенностей, связанных с теоретическими аспектами изучения анизотропии, а также алгоритмами и технологией, реализованными в пакете ES360. Данная неопределенность является зачастую неизбежной при применении программных разработок, выполненных зарубежными компаниями. Это стимулирует и определяет значимость отечественных разработок, которые могут выдерживать конкуренцию на мировом уровне за счет интеграции исследовательских центров нефтегазовых компаний с ведущими академическими институтами.

В данной работе приводятся результаты совместных исследований специалистов «НТЦ НИС – Нафтагас», «Газпромнефть НТЦ» и ИНГГ СО РАН. Ранее в ИНГГ СО РАН был разработан оптимизационный алгоритм AVAZ-инверсии, основанный на использовании точных формул для коэффициентов отражения упругих волн от границы изотроп-

ного и анизотропного (типа НТИ) слоев [10, 11]. За последние десятилетия было разработано множество подходов к анализу, инверсии и интерпретации AVOA (amplitude versus offsets and azimuth) данных [12–15], включая получивший наибольшее распространение аппроксимационный метод Рюгера, но основные существующие подходы, использующие линейаризованные аппроксимации коэффициентов отражения, применимы лишь для слабоконтрастных границ и коллекторов со слабой анизотропией [16]. В случае с контрастными отражающими границами и сильной анизотропией необходимо переходить к использованию точных формул для расчета плоскостных коэффициентов отражения. В данной работе излагаются результаты применения разработанного алгоритма при обработке и интерпретации полевых данных полноазимутальной 3D сейсмической съемки, проведенной на одном из месторождений Республики Сербия.

ДВУХЭТАПНАЯ ПРОЦЕДУРА ПРОВЕДЕНИЯ AVAZ-ИНВЕРСИИ, ИСПОЛЬЗУЯ НА ПЕРВОМ ЭТАПЕ АППРОКСИМАЦИЮ РЮГЕРА, А НА ВТОРОМ – ТОЧНЫЕ ФОРМУЛЫ, ПОЗВОЛЯЕТ ДОБИТЬСЯ БОЛЬШЕЙ УСТОЙЧИВОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ.

ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМА AVAZ-ИНВЕРСИИ

Реализация AVAZ-инверсии выполняется путем подбора значений параметров целевого слоя (в данном случае – НТИ), при которых будет достигнут глобальный минимум функционала невязки между наблюдаемыми A_{obs} и теоретическими A_t значениями амплитуд отражения:

$$F(\mathbf{v}) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (A_{obs}(\theta_i, \varphi_i) - A_t(\theta_i, \varphi_i, \mathbf{v}))^2},$$

где n – число используемых комбинаций источник–приемник, θ_i – угол падения волны на целевой слой для i -й комбинации источник–приемник, φ_i – азимутальный угол лучевой плоскости отраженной волны для i -й комбинации источник–приемник, $\mathbf{v}$ – вектор неизвестных параметров целевого слоя, A_{obs} – наблюдаемые амплитуды отражения, исправленные за геометрическое расхождение; A_t – теоретическое описание амплитуд отражения, в качестве которого рассматриваются плоскостные коэффициенты отражения.

Решение обратной задачи осуществляется в два этапа. На первом этапе определяется

первое приближение направления (или азимута) оси симметрии. В качестве наблюдаемых данных A_{obs} используются амплитуды целевого отражения при углах падения $<15-20^\circ$. Для расчета теоретических коэффициентов отражения используется двухчленная линеаризованная аппроксимация Рюгера для плоскостного коэффициента отражения продольной волны, применимая лишь в случае границы изотропного и слабоанизотропного полупространств в ограниченном диапазоне углов падения [14]:

$$R^{PP} = A + (B_{iso} + B_{ani} \cos^2(\varphi - \varphi_0)) \sin^2 \theta,$$

где θ – угол падения волны на границу, φ – азимут линии источник—приемник, φ_0 – азимут оси симметрии в НТИ слое (перпендикулярно направлению ориентированной трещиноватости), B_{iso} – изотропная часть градиента AVO, B_{ani} – анизотропная добавка к градиенту. Минимум целевой функции может быть найден двумя путями: 1) решением системы линейных уравнений, построенной из необходимых условий существования экстремума; 2) методами нелинейной оптимизации.

На втором этапе на полной базе наблюдений определяются значения набора параметров: скорости продольной и поперечной волн в анизотропном целевом объекте, параметры анизотропии Томсена, а также уточняется азимут оси симметрии φ_0 . Для расчета теоретических коэффициентов отражения используется система из 6 линейных уравнений, полученных из условий непрерывности векторов смещений и напряжений на жесткой границе, разделяющей изотропное и анизотропное НТИ полупространства. В общем виде для границы двух анизотропных полупространств в матричной форме система линейных уравнений может быть представлена как [17]:

$$Ax = b,$$

где A – матрица смещений-напряжений для образующихся отраженных и преломленных волн, b – вектор-столбец смещений-напряжений для падающей волны, x – вектор-столбец, состоящий из коэффициентов отражения и преломления. Для нахождения минимума целевой функции используются методы нелинейной оптимизации.

Существенным моментом при интерпретации результатов AVAZ-инверсии является переход от параметров анизотропии к параметрам трещиноватого коллектора. На качественном уровне интенсивность анизотропии и связанная с ней плотность трещин опреде-

ляются по величине анизотропной части градиента B_{ani} , которая может быть определена из аппроксимации Рюгера на первом этапе. Более точно плотность трещин e может быть рассчитана в модели с изолированными эллипсоидальными трещинами (penny-shaped cracks) [1, 18]:

$$e = \frac{3}{8} \gamma (3 - 2g), \quad (1)$$

для газосодержащих трещин:

$$e = -\frac{3\delta^{(V)}}{8 + \frac{8g(1-2g)}{(3-2g)(1-g)}},$$

для трещин, заполненных флюидом:

$$e = -\frac{3\delta^{(V)}(3-2g)}{32g},$$

где g – квадрат отношения скоростей $V_{S,\parallel}/V_{P,\parallel}$, $\epsilon^{(V)}$, $\delta^{(V)}$, γ – параметры анизотропии Томсена [19]:

$$\epsilon^{(V)} = \frac{V_{P,\perp}^2 - V_{P,\parallel}^2}{2V_{P,\parallel}^2},$$

$$\delta^{(V)} = \frac{(C_{13} + V_{S,\perp}^2)^2 - (V_{P,\parallel}^2 - V_{S,\perp}^2)^2}{2V_{P,\parallel}^2(V_{P,\parallel}^2 - V_{S,\perp}^2)},$$

$$\gamma = \frac{V_{S,\parallel}^2 - V_{S,\perp}^2}{2V_{S,\parallel}^2},$$

где $V_{P,\perp}$, $V_{P,\parallel}$ – скорости продольных волн, распространяющихся перпендикулярно и параллельно трещинам соответственно, $V_{S,\perp}$, $V_{S,\parallel}$ – скорости поперечных волн, поляризованных перпендикулярно и параллельно трещинам соответственно, C_{13} – модуль упругости, характеризующий соотношение вертикального и горизонтального напряжений в анизотропной среде.

Для получения уточненных количественных оценок плотности трещин необходимо использовать теоретические данные о влиянии характера трещин и напряженного состояния среды на параметры анизотропии, а также петрофизические данные на исследуемом месторождении.

АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Апробация разработанного алгоритма AVAZ-инверсии проводилась на сейсмических материалах МОГТ 3D одного из месторождений Паннонского бассейна, прошедших обработку в EarthStudy360. Для апробации были взяты три участка размером 1×1 км, их расположение показано на рис. 1.

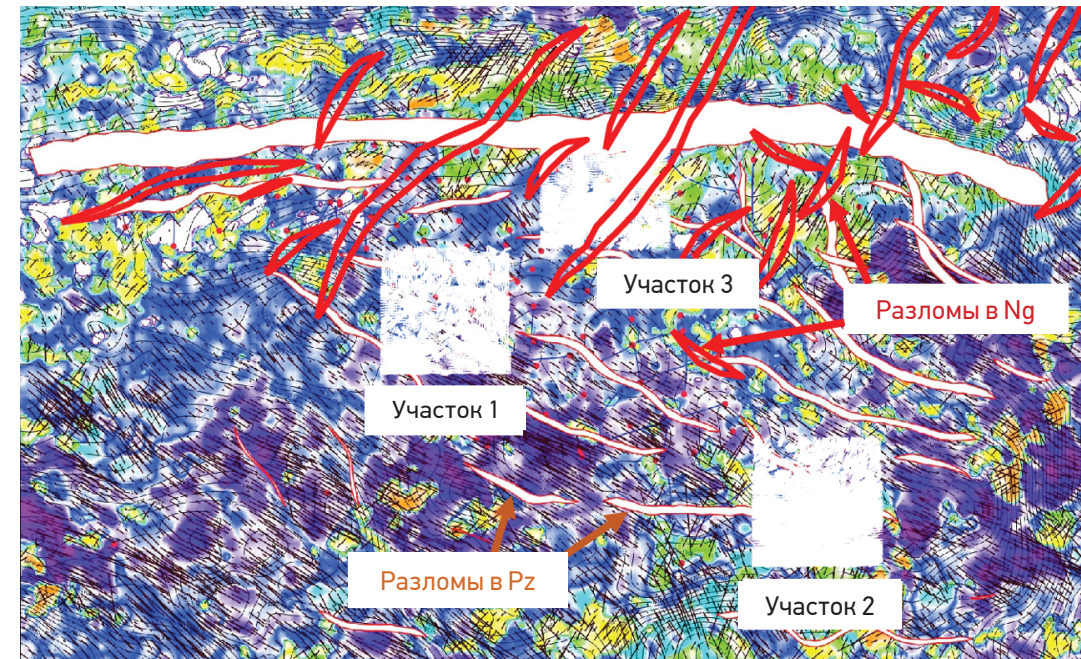


Рис. 1. Расположение трех тестовых участков на карте кровли палеозоя с нанесенными результатами ранее проведенной обработки данных в ES360 по оценке трещиноватости. Красным цветом показаны разломы в неогене (Ng), белым – разломы в палеозое (Pz). Составлено авторами

Объем данных по каждому участку равен 2500 ОГТ. Основным продуктивным горизонтом являются параметаморфические породы палеозойского комплекса (фундамента). Месторождение характеризуется блоковым строением. Блоки сформированы несколькими системами тектонических нарушений. Коллектор трещиноватый, со сложной структурой и высокой неоднородностью пустотного пространства. Отмечается наличие малоамплитудных разломов. Тестовые данные представляют собой угловые мигрированные сейсмограммы до суммирования с информацией (угол – азимут отражения). Целевым является отражение от палеозойского фундамента.

Для каждого из участков был проведен ряд процедур дополнительной обработки для контроля качества исходных данных и расчета амплитуд отраженного сигнала от целевого горизонта. Этими процедурами являлись: «пикировка фазы сигнала в окне», «оценка формы целевого сигнала», «оценка остаточной помехи», «расчет отношения сигнал/помеха» и «расчет среднеквадратичной амплитуды сигнала». Контроль качества исходных данных заключался в отбраковке сейсмограмм с отношением сигнал/помеха $< 2-3$.

Разработанная процедура определения амплитуд целевого отражения позволила получить значения $A_{obs}(\theta, \phi)$ по данным мигрированных сейсмограмм до суммирования на трех участках для РР-отражения от кровли палеозоя. Полученные $A_{obs}(\theta, \phi)$ показаны

на рис. 2, где цветом выделены наборы значений, относящиеся к различным диапазонам углов падения. Для участков 2 и 3 видна характерная для отражения от среды НТИ квазисинусоидальная зависимость амплитуд отражения от азимутальных направлений. По участку 1 наблюдается скачок амплитуд при переходе через азимут порядка 170° , что может быть связано как с неточно введенной поправкой за геометрическое расхождение, так и с блоковым строением среды выше палеозоя.

Анализ амплитуд является обязательной процедурой перед AVAZ-инверсией. Если на каких-то бинах не наблюдается квазисинусоидальная зависимость амплитуд отражения от азимута, то для этих бинов AVAZ-инверсия не выполняется.

Наряду с амплитудным анализом выполнялся кинематический анализ целевого отражения от кровли палеозоя на мигрированных глубинных угловых сейсмограммах ОГТ. Общим для всех сейсмограмм является синусоидальный характер оси синфазности отражения от палеозоя, свидетельствующий о наличии азимутальной анизотропии в покрывающей неогеновой толще пород. Минимальное время прихода волны наблюдается на трассах, азимуты которых могут интерпретироваться как направление ориентированной трещиноватости в неогене. Пример угловой сейсмограммы на участке 2 показан на рис. 3. Направление ориентированной трещиноватости (максимальная скорость волны) характеризуется азимутом в 93° .

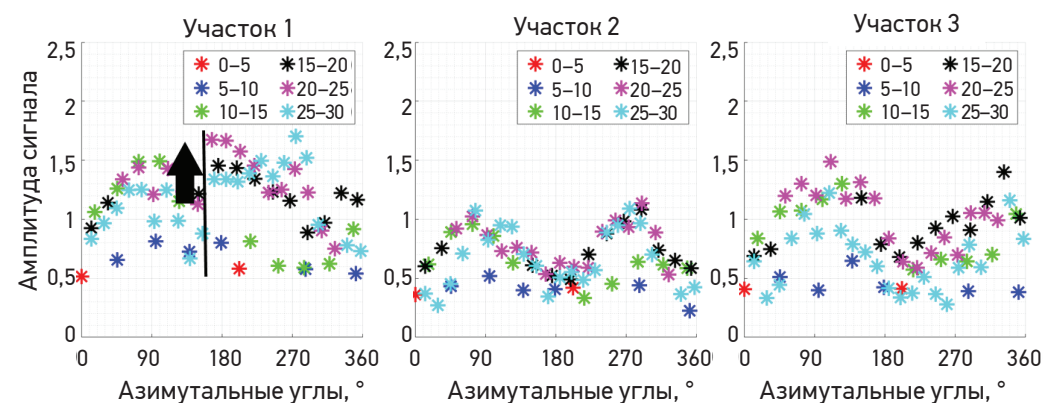


Рис. 2. Зависимости амплитуд отражения от кровли палеозоя от азимутального направления для трех участков. Маркеры разного цвета соответствуют разным диапазонам углов падения. Составлено авторами

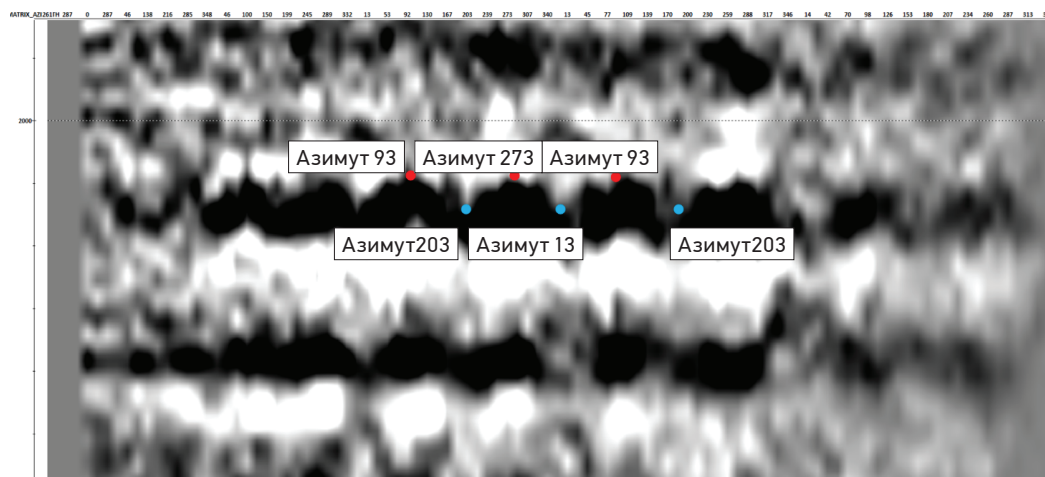


Рис. 3. Фрагмент сейсмограммы ОГТ на одном из бинов участка 2. Составлено авторами

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ AVAZ-ИНВЕРСИИ

AVAZ-инверсия проводилась на данных участка 2, расположенного в относительно простой структурной части месторождения, и участка 3, характеризующегося сложным тектоническим строением с наличием большого количества разломов как в палеозое, так и в неогене. Оработка алгоритма была проведена как с использованием аппроксимации Рюгера (на выходе: направление ориентированной трещиноватости и параметры A , B_{iso} , B_{ani}), так и с использованием точных формул (на выходе: направление ориентированной трещиноватости, скорости $V_{P||}$, $V_{S||}$ и параметры анизотропии Томсена $\epsilon^{(V)}$, $\delta^{(V)}$, γ). Сравнение полученных направлений ориентированной трещиноватости, показало, что использование аппроксимации Рюгера и точных формул приводит практически к идентичным результатам. Поэтому в дальнейшем было принято проводить AVAZ-инверсию в два этапа. На первом этапе используется аппроксимация Рюгера с целью получения направления оси симметрии среды НТИ. На втором этапе, когда проводится AVAZ-инверсия

по точным формулам, направление оси симметрии считается известным. Это позволяет снизить число неизвестных параметров модели, добиться большей устойчивости оптимизации и сокращения времени счета. Также был проведен анализ вида целевой функции с целью определения интервалов изменения варьируемых параметров, чтобы избежать локальных минимумов, а также выделить наиболее надежно определяемые параметры. В результате был сделан вывод, что в первую очередь стоит ориентироваться на оценки параметра γ , а для определения параметра $\epsilon^{(V)}$ имеющихся данных недостаточно, дополнительно требуются данные больших удалений. Начальное приближение для V_P , V_S задавалось на основе априорной информации, полученной из скважинных данных. Для параметров анизотропии начальное приближение равно 0, ограничения на интервалы варьирования выбирались из разумных с физической точки зрения значений и равнялись: $|\epsilon^{(V)}| < 0,2$; $|\delta^{(V)}| < 0,3$; $|\gamma| < 0,2$. В результате AVAZ-инверсии для каждой ОГТ были определены направление ориентированной трещиноватости (перпендикулярно оси симметрии среды НТИ),

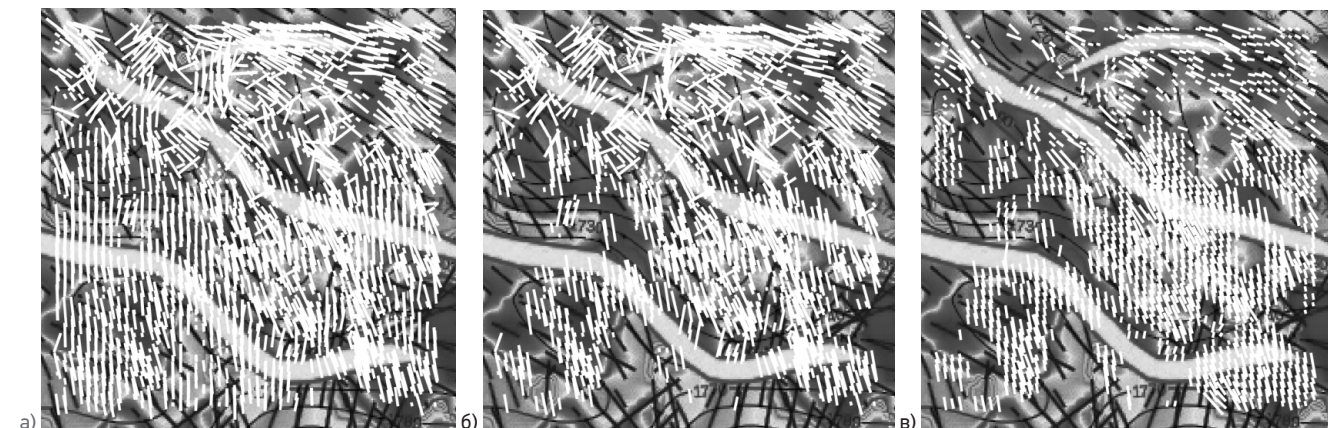


Рис. 4. Векторные карты по участку 2, наложенные на карту кровли палеозоя с результатами ранее проведенных в ES360 работ. Длина векторов равна: а – параметру γ до фильтрации направлений, б – параметру γ после фильтрации направлений, в – параметру B_{ani} после фильтрации направлений. Составлено авторами

скорости $V_{P||}$, $V_{S||}$, параметры анизотропии Томсена $\epsilon^{(V)}$, $\delta^{(V)}$, γ . Для визуализации полученных результатов была разработана процедура отрисовки направлений трещин с учетом одного из определенных параметров анизотропии для данной ОГТ (рис. 4). Направление трещин представляется в виде штрихов, центр которых соответствует координатам точки ОГТ, направление – оцененному направлению трещин. В зависимости от величины параметра анизотропии (может быть выбран любой из определенных параметров) для каждой точки ОГТ варьируется длина штриха. С целью обеспечения возможности отбраковки интерпретатором каких-то отдельных заведомо ложных направлений трещин была разработана процедура их «фильтрации» по определенным направлениям. Результат применения этой процедуры для направлений 90° и 180° , предположительно навязанных системой наблюдений, с диапазоном отклонений от них $\pm 8^\circ$ приведен на рис. 4, б. Применение данной «фильтрации» позволяет провести более качественную интерпретацию полученных результатов. Из сравнения векторных карт, построенных с использованием аппроксимации Рюгера (на основе параметра B_{ani}) (рис. 4, в) и точных формул (на основе параметра анизотропии Томсена γ) (рис. 4, б), видно, что на основе точных формул удается достичь большей детализации карт. Данный факт объясняется тем, что параметр B_{ani} представляет собой комбинацию параметров анизотропии Томсена γ и $\delta^{(V)}$, а также соотношения $V_{S||}/V_{P||}$. На участке 2 также была определена плотность ориентированных трещин e , пересчитанная по значениям параметра γ по формуле 1 (рис. 5, а), и проведено сравнение с роза-диаграммами техногенных и естественных трещин в одной из скважин на этом участке, полученных по данным FMI в па-

леозое (рис. 5, б, в). Мы видим, что наличие наибольшего числа естественных трещин наблюдается в двух направлениях – 140° и 230° . Первое направление совпадает с направлением региональной трещиноватости, параллельной основным разломам в палеозое. Трещины второго направления широко развиты в северо-западном углу участка. Оба этих направления совпадают с данными AVAZ-инверсии. Техногенные трещины на этом участке имеют азимут 205° .

ВЫВОДЫ

Созданные процедуры и модуль AVAZ-инверсии позволили провести расчет параметров анизотропии, включая направление трещиноватости, как с использованием аппроксимации Рюгера, так и по точным формулам. Сравнение полученных направлений осей симметрии среды НТИ в этих двух подходах показало их приблизительное совпадение, что позволило разработать двухэтапную процедуру проведения AVAZ-инверсии. На первом этапе используется аппроксимация Рюгера с целью получения направления оси симметрии среды НТИ, затем это направление используется уже в качестве входного параметра на втором этапе, когда проводится AVAZ-инверсия по точным формулам. Это позволяет снизить число неизвестных параметров модели и добиться большей устойчивости оптимизации и сокращения расчетного времени. Также была разработана технология построения карт направлений трещиноватости с учетом степени анизотропии: либо по одному из определенных параметров Томсена, либо на основании параметра B_{ani} при использовании аппроксимации Рюгера. В результате сравнения данных карт для подходов с использованием аппроксимации Рюгера (на основе параметра B_{ani}) и точных формул

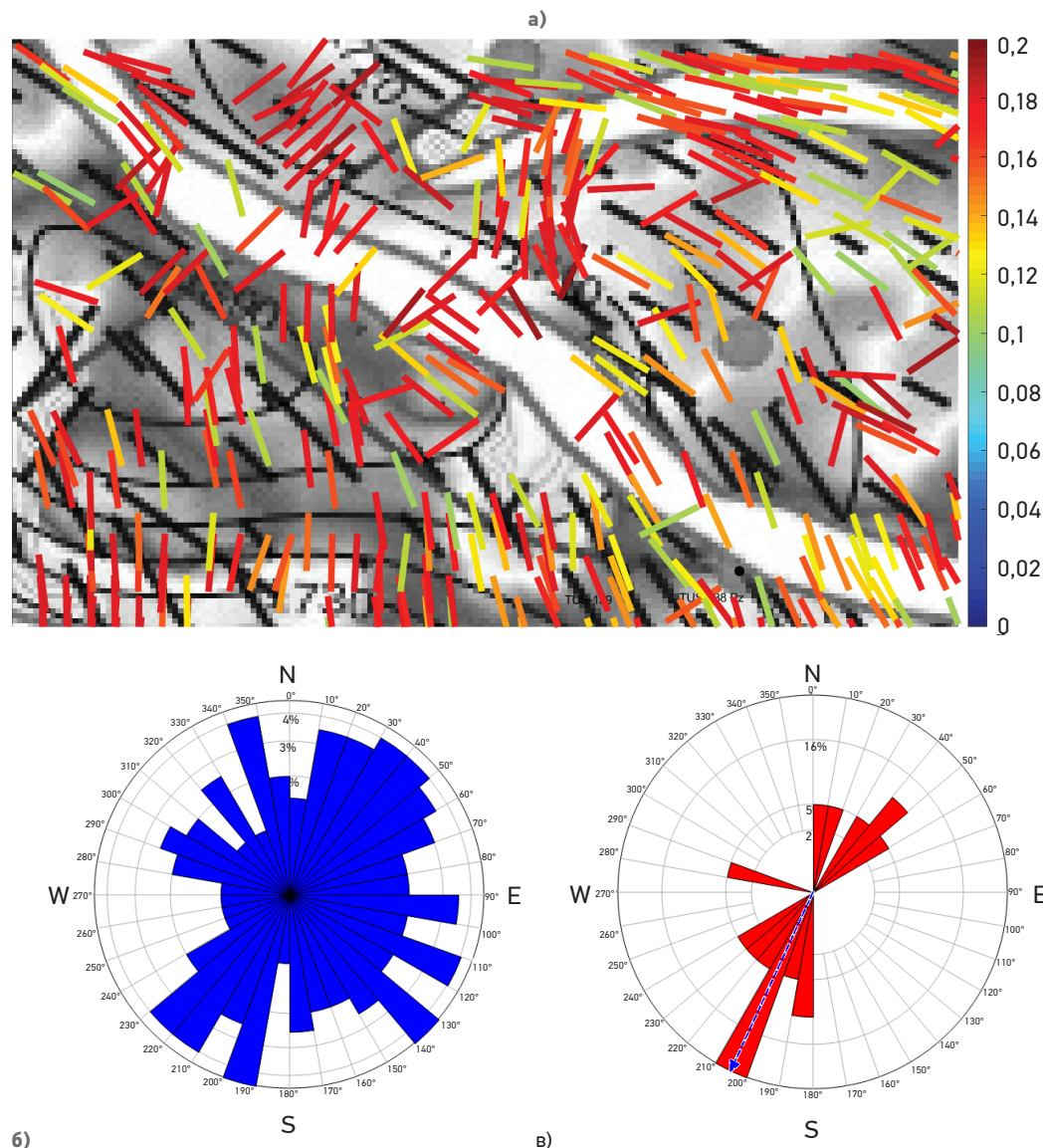


Рис. 5. а – фрагмент векторной карты с оценкой плотности трещин (цветовая шкала) в увеличенном масштабе на участке 2; б – роза-диаграмма естественных трещин, в – роза-диаграмма техногенных трещин в палеозое по данным FMI. Составлено авторами

(на основе параметра анизотропии Томсена γ) было показано, что во втором случае удается достичь большей детализации карт. Данный факт объясняется тем, что параметр B_{ani} представляет собой комбинацию параметров анизотропии Томсена γ и $\delta^{(V)}$, а также соотношения $V_{S,II}/V_{P,II}$. В результате анализа полученных карт направлений трещиноватости было замечено наличие двух характерных направлений: субширотного и субмеридионального, что предположительно связано с использованной системой наблюдений. Поэтому была разработана процедура отбраковки результатов AVAZ-инверсии по отдельным выделенным азимутальным наблюдениям. Данная проце-

дура должна проводиться интерпретатором на этапе анализа карт, полученных в результате AVAZ-инверсии. Анализ карт направлений трещиноватости для трех тестовых участков на одном из месторождений Республики Сербия показал работоспособность разработанного алгоритма AVAZ-инверсии. Сопоставление результатов с данными скважинных исследований, выполненных с помощью FMI, показало общее соответствие результатов и надежность работы разработанного алгоритма.

Список литературы

1. Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data. Part I: HTI model due to a single fracture set // *Geophysics*. – 2000. – V. 65. – No. 6. – P. 1788–1802.
2. Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data. Part II: Fractured models with orthorhombic symmetry // *Geophysics*. – 2000. – V. 65. – No. 6. – P. 1803–1817.
3. Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data. Part III: Fractured models with monoclinic symmetry // *Geophysics*. – 2000. – V. 65. – No. 6. – P. 1818–1830.
4. Koren Z., Ravve I. Full-azimuth subsurface angle domain wavefield decomposition and imaging. Part I: Directional and reflection image gathers // *Geophysics*. – 2011. – V. 76. – No. 1. – S. 1–13.
5. Ravve I., Koren Z. Full-azimuth subsurface angle domain wavefield decomposition and imaging. Part II: Local angle domain // *Geophysics*. – 2011. – V. 76. – No. 2. – P. S51–S64.
6. Canning A., Malkin A. Azimuthal AVA analysis using full-azimuth 3D angle gathers // *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. – 2009. – V. 28. – P. 256–259.
7. Ольева Т.В., Семин Д.Г., Богатырев И.Ю., Ежов К.А., Иноземцев А.Н. Оценка информативности векторных анизотропных карт на основе комплексирования сейсмических, скважинных и региональных данных // *Геофизика*. – 2017. – № 4. – С. 53–61.
8. Богатырев И., Семин Д., Ольева Т., Иноземцев А. Опробование технологии полно-азимутальной угловой миграции EarthStudy360® при исследовании донеогенового основания на одном из месторождений Республики Сербия // *Технологии сейсморазведки*. – 2017. – № 1. – С. 63–71.
9. Olneva T., Semin D., Inozemtsev A., Bogatyrev I., Ezhov K., Kharyba E., Koren Z. Improved seismic images through full-azimuth depth migration: updating the seismic geological model of an oil field in the pre-neogene base of the Pannonian Basin // *First Break*. – 2019. – V. 37. – P. 91–97.
10. Лыхин П.А., Неведкина Т.В. Потенциал нелинейной AVOA-инверсии отраженных продольных волн для изучения трещиноватых карбонатных коллекторов нефти и газа // *Технологии сейсморазведки*. – 2017. – № 2. – С. 59–68.
11. Неведкина Т.В., Лыхин П.А., Дугаров Г.А. Определение упругих параметров азимутально-анизотропных сред из многоволновых AVOA данных методом нелинейной оптимизации // *Геофизические технологии*. – 2018. – № 2. – С. 14–26.
12. Rüger A. P-wave reflection coefficients for transversely isotropic models with vertical and horizontal axis of symmetry // *Geophysics*. – 1997. – V. 62. – P. 713–722.
13. Vavryčuk V., Pšenčík I. PP-wave reflection coefficients in weakly anisotropic media // *Geophysics*. – 1998. – V. 63. – P. 2129–2141.
14. Rüger A. Reflection coefficients and azimuthal AVO analysis in anisotropic media. – *Society of Exploration Geophysics*, 2001. 185 p.
15. Downton J., Roure B., Hunt L. Azimuthal Fourier coefficients // *CSEG Recorder*, 2011, V. 36, No. 10, P. 22–36.
16. Неведкина Т.В., Лыхин П.А. Применимость линеаризованных аппроксимаций коэффициента отражения продольных волн для азимутального анализа амплитуд PP отражений в анизотропных средах // *Технологии сейсморазведки*. – 2016. – № 4. – С. 21–32.
17. Петрашень Г.И., Каштан Б.М., Ковтун А.А. Распространение объемных волн и методы расчета волновых полей в анизотропных упругих средах / Сборник научных трудов под ред. Г.И. Петрашенья. – Л.: Наука, 1984. – 282 с.
18. Hudson J.A. Overall properties of a cracked solid // *Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society*. 1980. – V. 88. – No. 2. – P. 371–384.
19. Tsvankin I. Reflection moveout and parameter estimation for horizontal transverse isotropy // *Geophysics*. – 1997. – V. 62. – No. 2. – P. 614–629.

References

1. Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data. Part I: HTI model due to a single fracture set. *Geophysics*. 2000, v. 65, no. 6, pp. 1788–1802.
2. Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data. Part II: Fractured models with orthorhombic symmetry. *Geophysics*. 2000, v. 65, no. 6, pp. 1803–1817.
3. Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data. Part III: Fractured models with monoclinic symmetry. *Geophysics*. 2000, v. 65, no. 6, pp. 1818–1830.
4. Koren Z., Ravve I. Full-azimuth subsurface angle domain wavefield decomposition and imaging. Part I: Directional and reflection image gathers. *Geophysics*. 2011, v. 76, no. 1, s. 1–13.
5. Ravve I., Koren Z. Full-azimuth subsurface angle domain wavefield decomposition and imaging. Part II: Local angle domain. *Geophysics*. 2011, v. 76, no. 2, s. 51–64.
6. Canning A., Malkin A. Azimuthal AVA analysis using full-azimuth 3D angle gathers. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. 2009, v. 28, pp. 256–259.
7. Olneva T., Semin D., Bogatyrev I., Ezhov K., Inozemtsev A. Anisotropic vector maps interpretation based on seismic, borehole and geological regional data. *Geofizika [Geophysics]*. 2017, no. 4, pp. 53–61. (In Russ.).
8. Bogatyrev I., Semin D., Olneva T., Inozemtsev A. The full azimuthal angle migration EarthStudy360® application during exploration of preneogenic basement within an oilfield in Republic of Serbia. *Tekhnologii seismorazvedki [Seismic technology]*. 2017, no. 1, pp. 63–71. (In Russ.).
9. Olneva T., Semin D., Inozemtsev A., Bogatyrev I., Ezhov K., Kharyba E., Koren Z. Improved seismic images through full-azimuth depth migration: updating the seismic geological model of an oil field in the pre-neogene base of the Pannonian Basin. *First Break*. 2019, v. 37, pp. 91–97.
10. Lykhin P.A., Nefedkina T.V. The potential of non-linear AVOA-inversion of PP-reflections for exploring fractured carbonate reservoirs. *Tekhnologii seimorazvedki [Seismic technology]*. 2017, no. 2, pp. 59–68. (In Russ.).
11. Nefedkina T.V., Lykhin P.A., Dugarov G.A. Determination of azimuthal anisotropic media elastic parameters from multiwave AVOA data by nonlinear optimization method. *Geofizicheskiye tekhnologii [Russian Journal of Geophysical Technologies]*. 2018, no. 2, pp. 14–26. (In Russ.).
12. Rüger A. P-wave reflection coefficients for transversely isotropic models with vertical and horizontal axis of symmetry. *Geophysics*. 1997, v. 62, pp. 713–722.
13. Vavryčuk V., Pšenčík I. PP-wave reflection coefficients in weakly anisotropic media. *Geophysics*. 1998, v. 63, pp. 2129–2141.
14. Rüger A. Reflection coefficients and azimuthal AVO analysis in anisotropic media. *Society of Exploration Geophysics*. 2001, 185 p.
15. Downton J., Roure B., Hunt L. Azimuthal Fourier coefficients. *CSEG Recorder*. 2011, v. 36, No. 10, pp. 22–36.
16. Nefedkina T.V., Lykhin P.A. Applicability of the linearized approximation of the P-wave reflection coefficients for the azimuthal PP-reflection amplitude analysis in anisotropic media. *Tekhnologii seismorazvedki [Seismic technology]*. 2016, no. 4 pp. 21–32. (In Russ.).
17. Petrashen G.I., Kashtan B.M., Kovtun A.A. *Rasprostraneniye ob'yemnykh voln i metody rascheta volnovykh poley v anizotropnykh uprugikh sredakh [Propagation of Body Waves and Methods of Wavefield Modeling for Anisotropic Solids]*. Leningrad, Nauka, 1984. 282 p. (In Russ.).
18. Hudson J.A. Overall properties of a cracked solid. *Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society*. 1980, v. 88, no. 2, pp. 371–384.
19. Tsvankin I. Reflection moveout and parameter estimation for horizontal transverse isotropy. *Geophysics*. 1997, v. 62, no. 2, pp. 614–629.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ АМПЛИТУДНО-ЧАСТОТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АКУСТИЧЕСКИХ ШУМОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Р.К. Яруллин¹, к.ф.-м.н., Р.А. Валиуллин¹, д.т.н., А.Р. Яруллин¹, к.т.н., Д.Н. Михайлов², к.ф.-м.н., В.В. Шако², И.Н. Тихонов³, А.С. Валиуллин³, М.М. Биккулов⁴

¹Башкирский государственный университет

²Московский научно-исследовательский центр «Шлюмберже»

³ООО «ПКФ «ГИС Нефтесервис»

⁴ООО «Газпромнефть-Хантос»

Электронный адрес: rkuf@yandex.ru

В статье рассмотрены факторы, влияющие на спектральные характеристики акустических шумов, регистрируемых в действующих горизонтальных скважинах при проведении геофизических исследований. По результатам физических экспериментов, выполненных на макетах скважин, показано наличие резонансных явлений в акустическом объеме ствола, влияние местоположения датчика и корпуса прибора на результат измерения в идентичных условиях, показана необходимость калибровки скважинных приборов для приведения их характеристик к единой шкале.

Ключевые слова: скважина, геофизические исследования, спектральная шумометрия, работающие интервалы, физический эксперимент, гидродинамический стенд

STUDY OF FACTORS DETERMINING THE AMPLITUDE-FREQUENCY CHARACTERISTICS OF ACOUSTIC NOISE IN WELL LOGGING

R.K. Yarullin¹, R.A. Valiullin¹, A.R. Yarullin¹, D.N. Mikhaylov², V.V. Shako², I.N. Tikhonov³, A.S. Valiullin³, M.M. Bikkulov⁴

¹Bashkir State University, RF, Ufa

²Schumberger Moscow scientific-research center, RF, Moscow

³GIS Nefteservice LLC, RF, Ufa

⁴Gazpromneft-Khantos LLC, RF, Khanty-Mansiysk

The article considers the factors that affect the spectral characteristics of acoustic noise recorded in active horizontal wells during logging. Based on the results of physical experiments performed on well models, the presence of resonance phenomena in the acoustic volume of the wellbore, the influence of the location of sensor and the tool body on the measurement result under identical conditions, the need to calibrate downhole tools for bringing their characteristics to a single scale are shown.

Key words: well, well logging, spectral noise logging, operating intervals, physical experiment, hydrodynamic stand

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-20-27>

ВВЕДЕНИЕ

Первые публикации о возможности использования пассивной акустической шумометрии при исследовании действующих скважин относятся к 70–80-м годам прошлого столетия [1–3]. В частности, авторы указали на идентичность спектральных характеристик шумов однофазного фильтрационного потока в пластовых и лабораторных условиях. Однако отсутствие надежной скважинной аппа-

ратуры, ограниченные возможности анализа исходного сигнала в связи с применением аналоговой системы передачи информации, а также «ручной» алгоритм регистрации и визуализации полевых данных существенно ограничивали широкое внедрение метода. Современная скважинная аппаратура, обеспечивающая цифровую регистрацию акустического сигнала в широком диапазоне частот, обеспечила переход на новый уровень понимания результатов ПГИ, совмещающих

традиционные потокометрические методы и широкополосную акустическую шумометрию. В связи с этим активизировались работы по изучению природы возникновения акустических шумов в горных породах [4–6], а также факторов, влияющих на амплитудно-частотную характеристику шумов, регистрируемых в действующих скважинах [7]. Предлагаемая к обсуждению работа выполнена на кафедре геофизики Башкирского государственного университета совместно с Московским научным центром компании «Шлюмберже» с использованием полевых данных ПГИ на месторождениях «Газпром нефти», выполненных сервисной компанией ООО «ПКФ «ГИС Нефтесервис». Результаты работы формируют новое представление о физических процессах, определяющих акустическое поле в стволе скважины, которые необходимо учитывать при интерпретации результатов исследований скважин методом АШ.

ПРАКТИКА ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ШИРОКОПОЛОСНОЙ АКУСТИЧЕСКОЙ ШУМОМЕТРИИ В ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИНАХ

В настоящее время на рынке геофизических услуг присутствуют несколько компаний, предлагающих метод широкополосной скважинной шумометрии для решения практических задач в скважинах различных категорий. Как правило, используется автономная скважинная аппаратура с заявленной шириной спектрального окна регистрируемых шумов в диапазоне 0,1–32 кГц. Отдельные приборы имеют верхний диапазон до 64 кГц. Исследования выполняются по точкам с шагом 1–5 м в установившемся режиме работы скважины. Время регистрации шума на точке от 60 до 180 с, что обуславливает значительные временные затраты и высокую стоимость проведения исследований, особенно в скважинах с горизонтальным стволом, когда количество точек регистрации достигает 100 и более. В связи с этим метод АШ позиционируется как вспомогательный в условиях, когда традиционный набор потокометрических методов ПГИ не обеспечивает однозначность решения задачи [8–10]. Принято считать, что применение метода АШ актуально, когда традиционные методы малоинформативны, например при исследовании процессов, идущих за эксплуатационной колонной. Это обусловлено тем, что упругие волны, генерируемые потоками флюида в за- колонном пространстве и по каналам в цементе, а также фильтрационными процессами в матрице горной породы, проходят через

стальную колонну и регистрируются аппаратурой, находящейся в скважине. Помимо исследования заколонных процессов, метод актуален в условиях многофазной продукции горизонтальных и наклонных скважин, особенно при наличии газа, что осложняет работу интерпретатора даже при локализации работающих фильтров. В связи со сказанным метод АШ в различных модификациях в настоящее время активно практикуется в отрасли при планировании и проведении геофизических исследований в действующих скважинах.

РЕЗОНАНСНЫЕ ЯВЛЕНИЯ В СКВАЖИНЕ, МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ ДАТЧИКА И КОРПУСА ПРИБОРА ВЛИЯЮТ НА СПЕКТР РЕГИСТРИРУЕМЫХ ШУМОВ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЙ, ЧТО ТРЕБУЕТ КАЛИБРОВКИ ПРИБОРОВ И ОТРАБОТКИ КРИТЕРИЕВ НА МАКЕТАХ СКВАЖИН.

Однако проведенный анализ результатов ПГИ показал, что принятые в отрасли интерпретационные критерии метода АШ не отражают полной картины наблюдаемых акустических шумов, а заключения по результатам ПГИ недостаточно обоснованы. В качестве примера, иллюстрирующего возможности и сложность интерпретации данных АШ, предлагается полевой материал, полученный компанией «ПКФ «ГИС Нефтесервис» в действующей горизонтальной скважине в режиме компрессорного освоения комплексом традиционных потокометрических методов и методом АШ с применением автономной аппаратуры на ГНКТ (рис. 1). Скважина пробурена в низкопроницаемом коллекторе, горизонтальный интервал ствола обсажен хвостовиком диаметром 114 мм с цементной заливкой. Пласт вскрыт чередующейся перфорацией с применением ГРП. Первоначальный дебит в режиме фонтанной эксплуатации поддерживался в пределах $Q_{\text{нефти}} = 23\text{--}28 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_{\text{воды}} = 8\text{--}13 \text{ м}^3/\text{сут}$, газовый фактор $\approx 180 \text{ м}^3/\text{т}$. Геофизические исследования выполнены на этапе планирования ремонтных работ в связи с падением дебита. Цель ПГИ – определение работающих интервалов и источника обводнения продукции. Исследования выполнялись в режиме освоения азотным компрессором. На планшете представлены результаты замеров, выполненных через 6, 19 и 43 часа после вывода скважины на режим фонтанирования. В процессе исследований наблюдалось постепенное повышение забойного давления

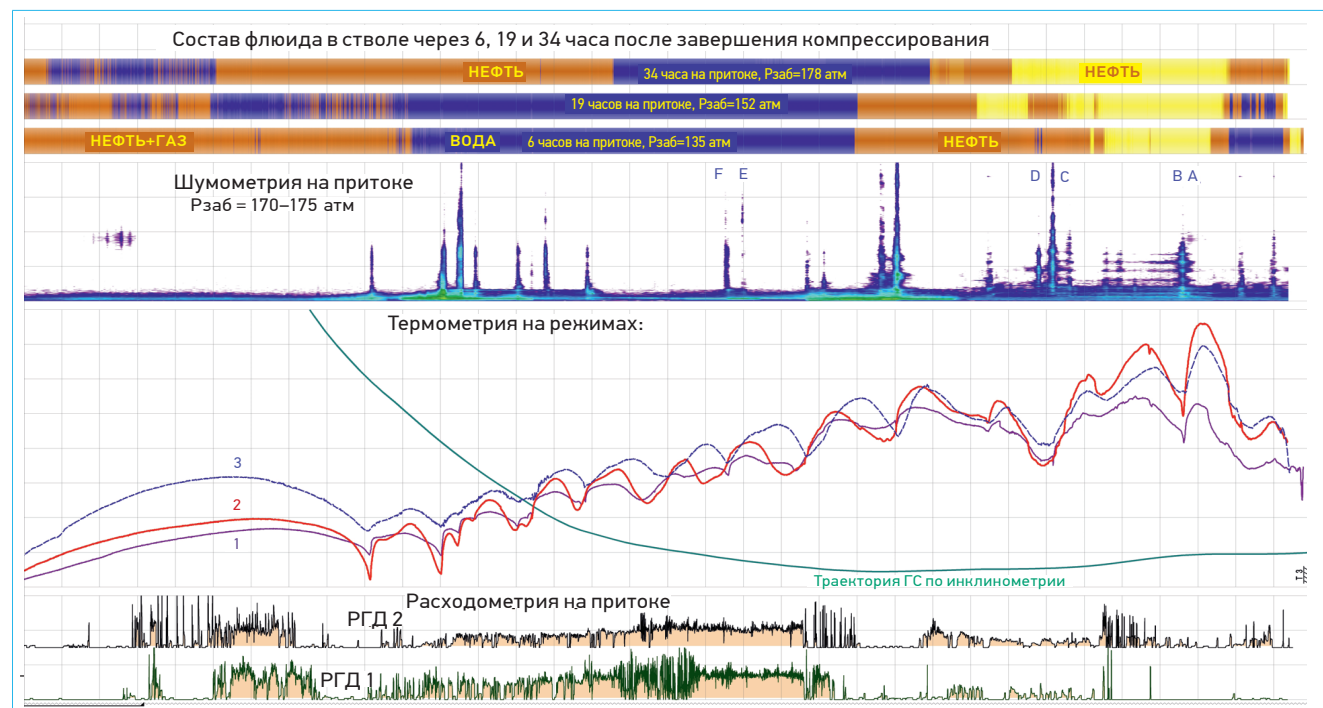


Рис. 1. Результаты ПГИ в действующей горизонтальной скважине с применением многотачковой аппаратуры с модулем АШ. 1, 2, 3 – термограммы после вывода скважины на режим фонтанирования через 6, 19 и 34 часа, соответственно. Составлено авторами

со 135 до 178 атм за счет заполнения ствола скважины водой. Оценочный дебит скважины при ПГИ составил $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ жидкости, газа $(3-5) \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$ при забойном давлении $R_{заб} = 130-150 \text{ атм}$ (глубина 3080 м), обводнение по устьевым замерам не превышало 5 %. В связи с наличием газа и низким дебитом механическая расходомерия в условиях газожидкостного потока неинформативна. Распределенные датчики состава в условиях турбулентного газожидкостного потока не обеспечивают возможности выделения интервалов притока углеводородов при частичном заполнении горизонтального ствола водой. Локализация работающих интервалов выполнена по характерным термоаномалиям охлаждения, формирующимся в результате дросселирования газа, и аномалиям АШ в зоне поступления флюида в ствол скважины. Количественные характеристики распределения дебита по интервалам не определены. Результат обработки зарегистрированных шумов показывает, что амплитуда и спектр шума существенно изменяются в зависимости от интервала фильтра, что может нести определенную информацию о характере притока. Например, на рис. 2 приведено спектральное разложение интенсивности шумов, наблюдаемых на 3 различных интервалах глубин (А–В; С–Д; Е–F) в пределах работающих фильтров в условиях, когда внутренний объем эксплуатационной колонны заполнен газом, нефтью или водой. При

этом на отдельных спектрах отчетливо выделяется серия повторяющихся аномалий, что может быть связано с возникновением радиальных резонансных колебаний внутри колонны [6]. Учитывая, что горизонтальный ствол скважины заполнен чередующимися скоплениями газа, нефти и воды, а поток многофазный и неоднородный, однозначная интерпретация наблюдаемых шумов с учетом спектрального разложения затруднительна. В связи с этим с целью изучения факторов, определяющих характер акустических шумов в стволе действующей скважины, проведена серия экспериментальных исследований на макетах скважин, эмитирующих акустическое пространство скважины со стальной колонной. На первом этапе исследования выполнены с использованием тарированных акустических колебаний, генерируемых на внешней стенке стальной колонны при отсутствии потока. Второй этап исследований выполнен на макете горизонтальной скважины в условиях контролируемого газожидкостного потока.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА СПЕКТРАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АКУСТИЧЕСКОГО ПОЛЯ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

Экспериментальные работы по изучению факторов, влияющих на спектральные характеристики акустических шумов, выполнены

на макетах вертикальной и горизонтальной скважины с использованием эталонного гидрофона Brüel & Kjær 8104 и автономного модуля промышленного скважинного прибора, используемого отечественными геофизическими компаниями. Конструкция вертикального стенда включает стальную колонну с внешним диаметром $D=146 \text{ мм}$, толщина стенок 7 мм. Стальная колонна помещена в пластиковый корпус диаметром 750 мм с эффективной шумопоглощающей изоляцией внешних стенок. Пространство между колонной и внешним корпусом заполнено уплотненным песком, моделирующим горную породу. Генерация упругих волн выполнялась в диапазоне частот 1,0–31,0 кГц на внешней поверхности стальной колонны и в песчаной засыпке излучателями на основе пьезоэлементов ЦТС-19, распределенных по схеме, приведенной на рис. 3.

Спектральные характеристики акустического поля регистрировались на оси ствола скважины эталонным гидрофоном Brüel & Kjær 8104 и скважинными приборами. Установлено резкое увеличение амплитуды сигнала на оси скважины на частотах выше 15 кГц с формированием пиковых выбросов в диапазоне частот 25–30 кГц. Смещение гидрофона на 500 мм от точки излучения по оси скважины сопровождается изменением спектральной характеристики регистрируемого сигнала при неизменной амплитуде генерируемой волны на излучателе.

Наблюдаемый эффект перераспределения энергии по спектру может быть связан с формированием резонансных явлений в объеме стенда и возникновением локальных пучностей и узлов на фоне постепенного ослабления энергии упругой волны по мере удаления от источника излучения. Если данное предположение справедливо, то амплитудно-спектральная характеристика акустических колебаний в стволе скважины будет зависеть от акустических свойств внутреннего пространства скважины и расстояния от источника.

В таком случае внедрение скважинного прибора во внутренний объем стенда, безусловно, меняет акустические характеристики камеры, что сопровождается значительным изменением спектральной картины акустических колебаний. Причем на изменение спектра регистрируемого сигнала должны влиять упругие свойства, амплитудно-частотные характеристики измерительной схемы и габаритные размеры корпуса прибора, что наглядно видно на результатах сопоставления спектра шумов, зарегистрированных двумя различными приборами в идентичных

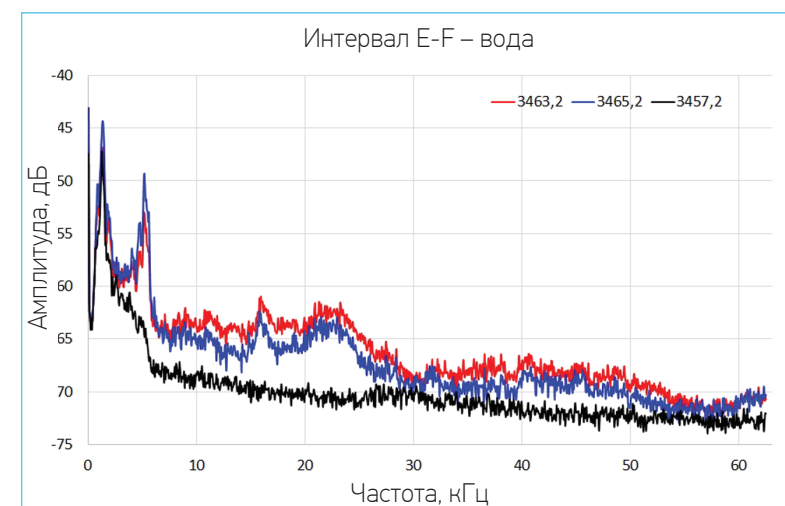
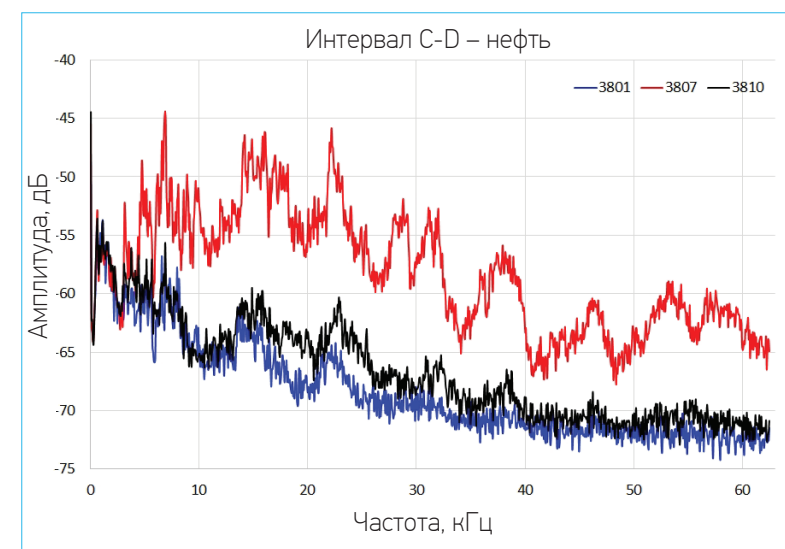
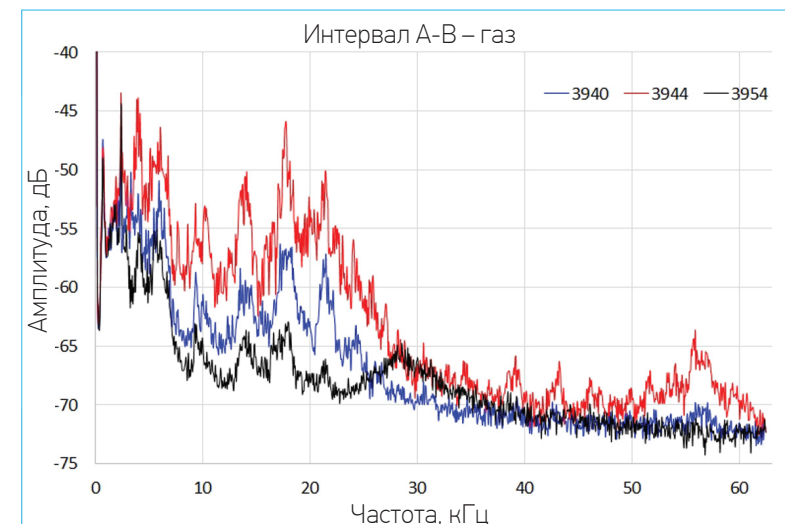


Рис. 2. Спектральное разложение акустических шумов в интервалах притока при различном составе флюида в колонне. Составлено авторами

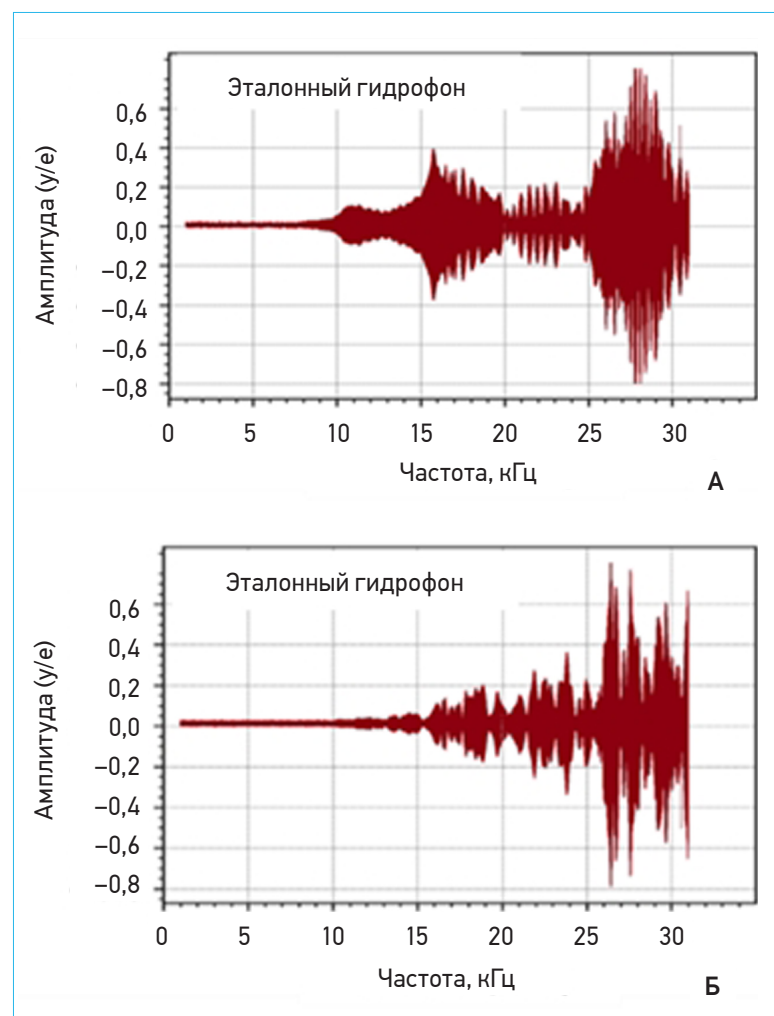
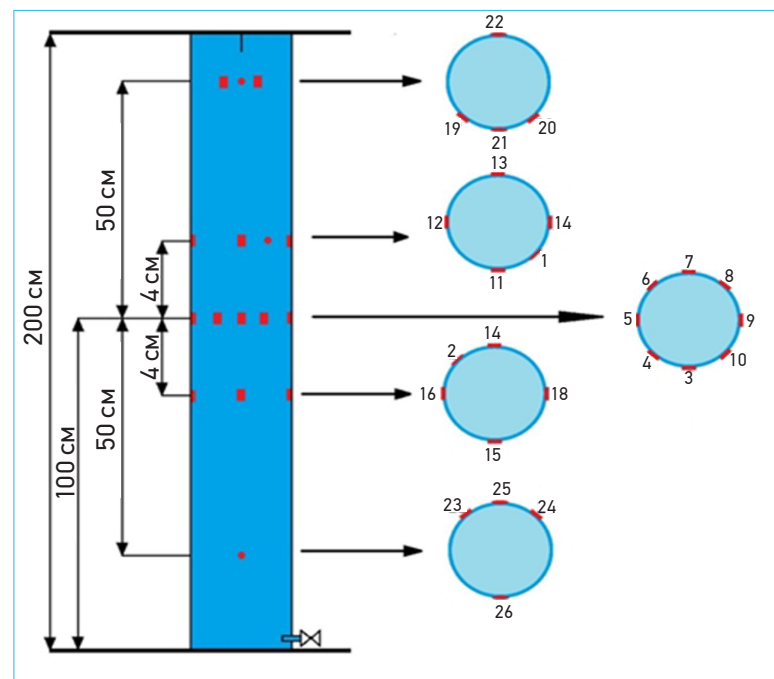


Рис. 3. Макет вертикальной скважины и схема расположения тарированных излучателей упругих волн (обозначены красными прямоугольниками). Спектр сигнала, регистрируемого гидрофоном Brüel & Kjær 8104 на глубине расположения излучателя (А) и со смещением по глубине на 500 мм (Б). Составлено авторами

условиях (рис. 4). При этом общая картина спектра акустических шумов (оглашающая по диапазону) меняется незначительно. Таким образом, есть предпосылка к упрощению алгоритма обработки исходного сигнала путем сокращения количества частотных окон при разложении спектра, обратив более пристальное внимание на приведение всей скважинной аппаратуры к единой шкале путем ее калибровки на эталонных гидрофонах. К сожалению, в настоящее время вопрос единых требований по калибровке приборов АШ в отрасли не решен, и прямое сопоставление результатов ПГИ, выполненных аппаратурой разного типа, некорректно. В работе [10] приведены результаты сопоставления АЧХ трех приборов, реализованных по автономной схеме, но имеющих различную электронную начинку. Установлено, что АЧХ трех приборов существенно отличаются, что может быть обусловлено как качеством самих датчиков, так и настройкой электронной схемы в приборе.

Исходя из проведенных исследований, следует, что для устранения приборной неопределенности в скважинной шумомерии необходима разработка специализированного калибровочного стенда, обеспечивающего приведение скважинной аппаратуры к единой шкале. Серия экспериментов с целью изучения гидродинамических шумов, характерных для ламинарных и слаботурбулизированных газожидкостных потоков, выполнена на гидродинамическом стенде, моделирующем горизонтальную скважину с внутренним диаметром $D=92$ мм. Поскольку скважинный прибор при наличии центраторов располагается на оси скважины либо смещен к стенке колонны при их отсутствии, проведено исследование влияния местоположения датчика с применением эталонного гидрофона, перемещаемого по сечению потока в вертикальной плоскости. Регистрация шума проводилась в потоке воды с расходом $Q_{\text{воды}}=2,0$ м³/час на расстоянии 20 см от точки подачи газа (рис. 5).

Установлено, что смещение датчика относительно оси скважины сопровождается значительным снижением амплитуды регистрируемого сигнала на частотах выше 12 кГц при сохранении общей спектральной картины. Причем амплитуда шумов в области частот 1–5 кГц остается стабильно высокой, независимо от положения датчика. Таким образом, можно утверждать, что наличие или отсутствие центраторов в скважинном приборе также влияет на результат измерения акустического поля в действующей скважине.

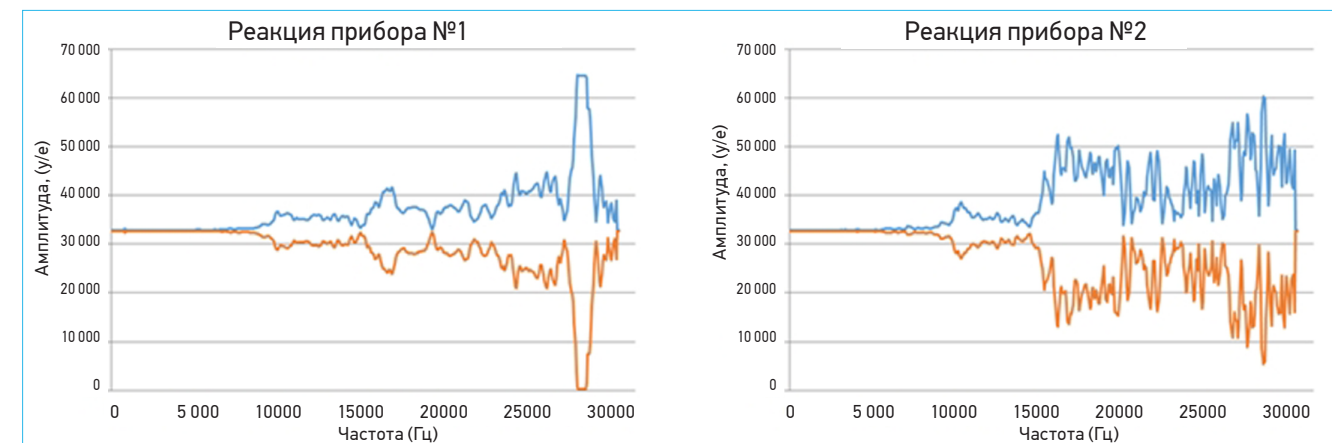


Рис. 4. Реакция двух скважинных приборов на эталонный сигнал, генерируемый на внешней стенке стальной колонны. Составлено авторами

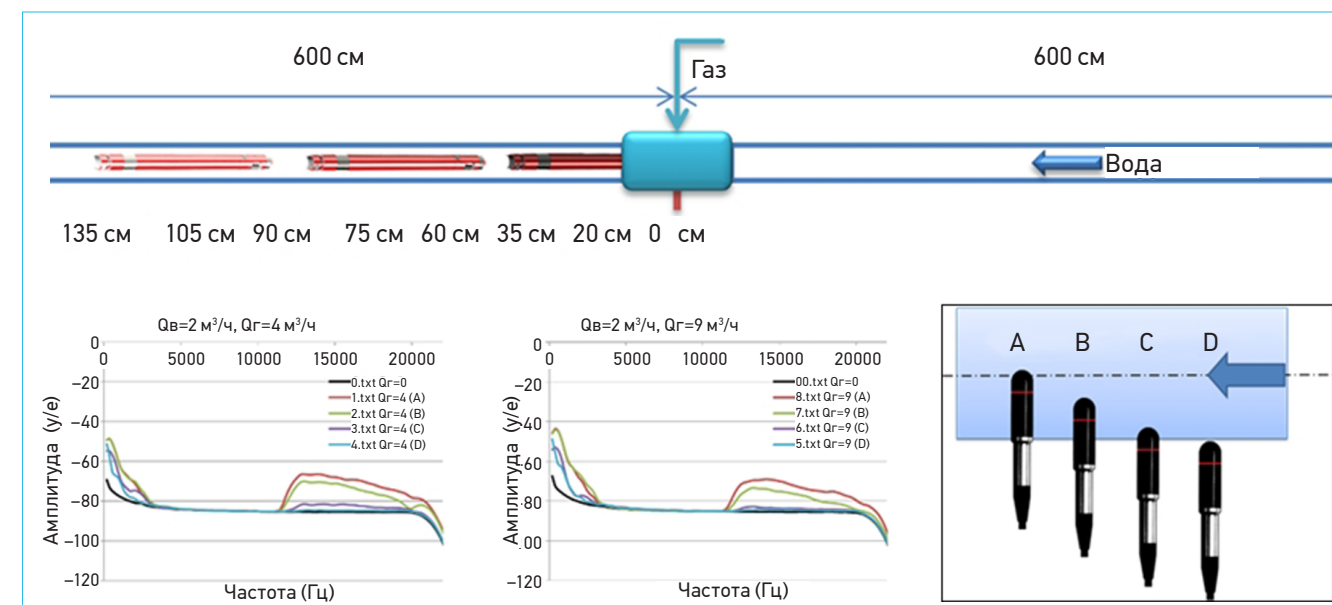


Рис. 5. Схема эксперимента по исследованию спектральных характеристик акустических шумов в интервале притока газа на макете горизонтальной скважины. Составлено авторами

Учитывая, что все замеры методом АШ выполняются на точках с дискретным шагом по глубине, необходимо оценить возможность локализации работающего интервала, например, порта ГРП, при условии, что прибор установлен на некотором расстоянии от него. Исследования выполнены на стенде с применением промышленного скважинного прибора диаметром 42 мм и длиной 1,0 м, предоставленного компанией «ПКФ «ГИС НефтеСервис». Результаты экспериментов представлены на рис. 6. Как и в предыдущем эксперименте с применением эталонного гидрофона, основной пик интенсивности акустических шумов наблюдается в области частот до 5,0 кГц с постепенным снижением в области высоких частот. Однако провал амплитуды, фиксируемый в диапазоне 5–12 кГц при работе с гидрофоном, отсутствует. Эталонный гидрофон имеет «точечный» размер, тогда как прибор выполнен из стальной трубы, а датчик находится

в акустическом контакте с корпусом. В связи с этим вся конструкция стального корпуса прибора может рассматриваться как единый протяженный датчик со своими акустическими характеристиками и собственными резонансами. Как итог, регистрируемая прибором акустическая картина – результат суперпозиции упругих колебаний, генерируемых потоком воды в трубе, притоком газа через перфорационное отверстие, вихревых течений вокруг датчика и собственных резонансов в корпусе прибора и внутреннем объеме скважины. Независимо от расстояния до точки инжекции газа, наблюдается высокий уровень низкочастотной составляющей, обусловленной линейным потоком в трубе и вихреобразованием вокруг датчика, а по мере приближения к месту инжекции газа увеличивается интенсивность высокочастотной составляющей шума. На расстоянии более 50 см от зоны притока спектр шума практически

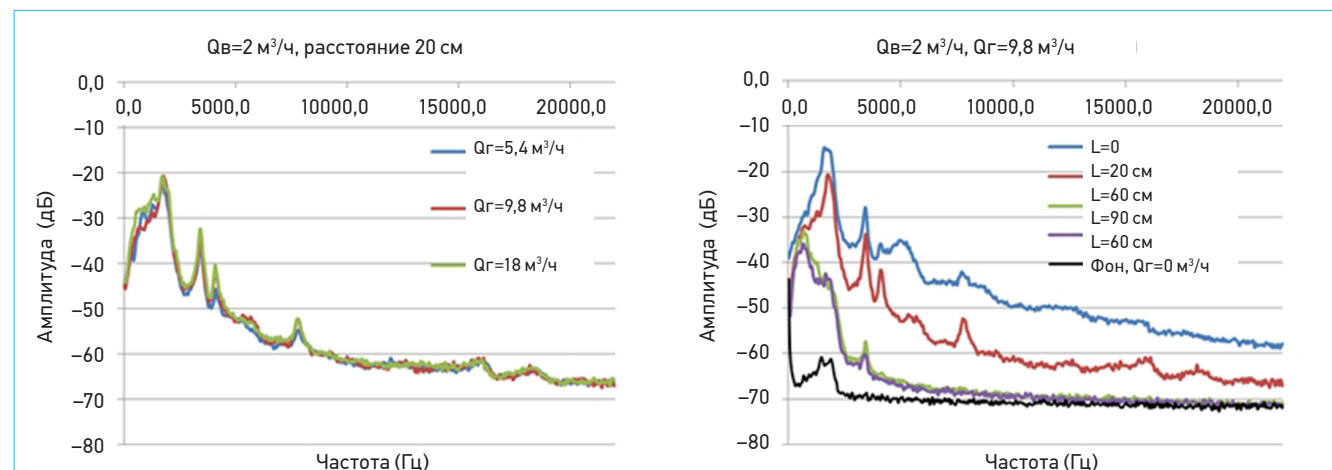


Рис. 6. Исследование спектра шумов в зависимости от расхода газа и расстояния до точки поступления. Перепад давления на штуцере не более 0,5 атм, расход воды $Q_v = 2,0 \text{ м}^3/\text{час}$, Re (число Рейнольдса) = 7600 – режим течения турбулентный. Составлено авторами

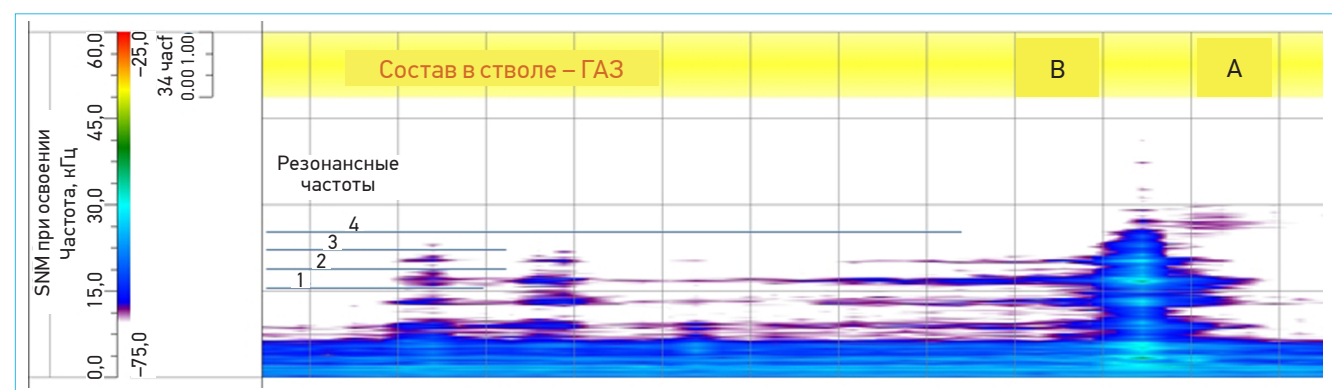


Рис. 7. Проявление резонансного эффекта в скважинных условиях.
1 $\approx 9,5 \text{ кГц}$, 2 $\approx 14 \text{ кГц}$, 3 $\approx 18 \text{ кГц}$, 4 $\approx 21 \text{ кГц}$. Составлено авторами

не меняется и находится в частотном диапазоне до 7 кГц. Это свидетельствует о том, что высокочастотный шум генерируется только в зоне притока газа, а частоты ниже 7 кГц – многофазным потоком в трубе. В ближней зоне от точки инъекции ($L=20 \text{ см}$) наблюдаются локальные аномалии интенсивности шумов, наблюдаемые и в скважинных условиях (рис. 6).

Проведенные работы на стенде показали, что применение центраторов в скважинной аппаратуре желательно, а плотность шага регистрации по глубине в интервале детальных исследований не должна превышать 1 м. В качестве ограничения необходимо отметить, что частота генерируемых шумов, акустические характеристики флюида и диапазон распространения акустических шумов, безусловно, будут зависеть от структуры потока, давления и состава флюида в стволе скважины. В связи с этим прямой перенос результатов лабораторных экспериментов на скважинные условия некорректен. Однако эффект возникновения резонансных процессов в стволе скважины следует признать как главный фактор, определяющий спектральные характеристики регистрируемых шумов в скважинных условиях.

На рис. 7 приведен результат обработки акустических шумов, зарегистрированных в реальной скважине, где отчетливо наблюдаются резонансные явления на частотах 9,5, 14, 18 и 21 кГц независимо от общей интенсивности шума и расстояния до работающего интервала пласта «А–В».

В ходе экспериментальных работ установлено, что внутреннее пространство ствола скважины выступает в роли акустической камеры с собственными резонансными частотами, которые будут определяться составом флюида, размерами эксплуатационной колонны и внедренного в него скважинного прибора. Кроме того, применяемая геофизическими предприятиями скважинная аппаратура индивидуальна, и не приведена к единому стандарту, что также вносит определенные искажения в результаты измерений. В связи со сказанным выше необходимо признать, что скважинная шумометрия, безусловно, несет определенную информацию о гидродинамических процессах, идущих в стволе скважины и прискважинной зоне, однако принятые в отрасли критерии определения природы возникновения шумов в соответствии с наблюдаемым спектром некорректны.

Развитие скважинной шумометрии должно базироваться на результатах экспериментальных работ на макетах, максимально идентичных скважинным условиям с моделированием одно- и многофазных потоков. Обязательный элемент успешности метода – метрологическое обеспечение скважинной аппаратуры, единой для всех работ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Исходя из анализа результатов ПГИ, выполненных в действующих скважинах, и экспериментальных исследований в лабораторных условиях, определены факторы, оказывающие влияние на регистрируемое поле акустических шумов.
- Установлено влияние местоположения датчика АШ на спектр регистрируемых

шумов и влияние корпуса прибора на результат измерения в идентичных условиях.

- Показана необходимость калибровки скважинных приборов для приведения их характеристик к единой шкале.
- Установлено, что внутрискважинный объем является резонансной камерой, внутри которой происходит локальное искажение исходного сигнала, генерируемого потоком в стволе скважины или внешними источниками.
- В связи с множеством факторов, влияющих на наблюдаемые в скважине шумы, определена необходимость продолжения экспериментальных исследований на макетах скважин с целью отработки интерпретационных критериев, применяемых при работе с полевыми данными.

Список литературы

- McKinley R.M., Bower F.M., Rumble R.C. The Structure and Interpretation of Noise From Flow Behind Cemented Casing // Journal of Petroleum Technology. – 1973. – 3999-PA.
- Britt E.L. Theory and applications of the borehole audio tracer survey // SPWLA Seventeenth Annual Logging Symposium. Denver, Colorado.
- Николаев С.А., Овчинников М.Н. Генерация звука фильтрационным потоком в пористых средах // Акустический журнал. – 1992. – Т. 38. – № 1. – С.114–118.
- Ипатов А.И., Городнов А.В., Ипатов С.И. и др. Исследование амплитудно-частотных спектров сигналов акустических и электромагнитных шумов при фильтрации флюидов в горных породах // Геофизика. – 2005. – № 2.
- Асланян А.М., Асланян И.Ю., Кантюков Р.Р., Минахметова Р.Н., Никитин Р.С., Сорока С.В. Внедрение отечественного программно-аппаратного комплекса спектральной шумографии SNL на объектах нефтегазового комплекса России и зарубежных стран // Газовая промышленность. – 2016. – Спецвыпуск № 739. – С. 19.
- Sergeev S., Ryzhikov N.I., Mikhailov D. Laboratory investigation of sound induced by gas flow in porous media // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 172. – Pp. 654–661. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.08.018
- Мутовкин Н.В., Михайлов Д.Н., Софронов И.Л. Анализ результатов моделирования акустических полей, возбуждаемых течением флюида в пласте // EAGE конференция «Геомодель-2018».
- Валиуллин Р., Яруллин Р., Яруллин А., Шако В., Паршин А. Разработка критериев выделения работающих интервалов в низкодебитных горизонтальных скважинах на основе физического эксперимента и скважинных исследований / SPE 136272 Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче, 2010 г. – ВВЦ Москва. – Октябрь 2010.
- Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К., Шарафутдинов Р.Ф., Садретдинов А.А. Современные технологии геофизических исследований действующих горизонтальных скважин, применяемые на месторождениях РФ // Нефть. Газ. Новации. Научно-технический журнал. – 2014. – № 2. – С. 21–25.
- Яруллин А.Р., Яруллин Р.К., Валиуллин Р.А., Михайлов Д.Н., Шако В.В. Экспериментальное исследование природы искажения спектральных характеристик акустических шумов на макете скважины со стальной эксплуатационной колонной / НТЖ Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – Уфа, УГНТУ. – 2020. – Вып. 4 (126). – С. 9–18.

References

- McKinley R.M., Bower F.M., Rumble R.C. The Structure and Interpretation of Noise From Flow Behind Cemented Casing. *Journal of Petroleum Technology*. 1973, 3999-PA.
- Britt E.L. Theory and applications of the borehole audio tracer survey. *SPWLA Seventeenth Annual Logging Symposium*. Denver, Colorado, 1976.
- Nikolaev S.A., Ovchinnikov M.N. Sound generation by filtration flow in porous media. *Akusticheskiy zhurnal [Acoustic journal]*. 1992, v. 38, no. 1, pp. 114–118. (In Russ.)
- Ipatov A.I., Gorodnov A.V., Ipatov S.I. et al. Investigation of amplitude frequency spectra of acoustic and electromagnetic noise signals during filtration of fluids in rocks. *Geofizika [Geophysics]*. 2005, no. 2. (In Russ.)
- Aslanyan A.M., Aslanyan I.Yu., Kanyukov R.R., Minakhmetova R.N., Nikitin R.S., Soroka S.V. Implementation of the domestic software and hardware complex of spectral noise measurement SNL at the facilities of the oil and gas complex of Russia and foreign countries. *Gazovaya promyshlennost' [Gas Industry]*. 2016, special issue no. 739, p. 19. (In Russ.)
- Sergeev S., Ryzhikov N.I., Mikhailov D. Laboratory investigation of sound induced by gas flow in porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019, v. 172, pp. 654–661. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.08.018
- Mutovkin N.V., Mikhailov D.N., Sofronov I.L. Analysis of the results of modeling acoustic fields excited by fluid flow in the formation. *EAGE conference Geomodel-2018*. (In Russ.)
- Valiullin R., Yarulkin R., Yarulkin A., Shako V., Parshin A. Development of criteria for identifying operating intervals in low-rate horizontal wells based on a physical experiment and well studies. *SPE 136272 SPE Russian Technical Oil and Gas Conference and Exhibition on Exploration and Production*. 2010, October 2010, All-Russian Exhibition Center Moscow. (In Russ.)
- Valiullin R.A., Yarulkin R.K., Sharafutdinov R.F., Sadretdinov A.A. Modern technologies of geophysical research of operating horizontal wells used in the fields of the Russian Federation. *Neft' i Gaz. Novatsii. Nauchno-tekhnicheskiy zhurnal [Oil. Gas. Innovations, Scientific and technical journal]*. 2014, no. 2, p. 21–25. (In Russ.)
- Yarulkin A.R., Yarulkin R.K., Valiullin R.A., Mikhailov D.N., Shako V.V. Experimental study of the nature of the distortion of the spectral characteristics of acoustic noise on a model of a well with a steel production casing. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov [Problems of gathering, preparation and transportation of oil and oil products]*. Ufa, UGNTU, v. 4 (126), 2020, pp. 9–18. (In Russ.)

АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕСТИРОВАНИЯ МЕТОДОВ ПОСТРОЕНИЯ СТРУКТУРНЫХ КАРТ

© А.В. Екименко, 2021

А.В. Екименко

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Ekimenko.AV@gazpromneft-ntc.ru

В статье рассмотрена возможность автоматизации одного из этапов интерпретации сейсмических данных – построение структурных карт. Все возможные методы построения карт для заданной модели наглядно представлены в виде графа. С помощью системы компьютерной математики Wolfram Mathematica реализован прогноз глубин, отражающих горизонтов различными методами. Эффективность автоматизации показана на синтетическом примере.

Ключевые слова: прогноз глубин, погрешность, автоматизация

AUTOMATION OF TESTING METHODS FOR BUILDING STRUCTURAL MAPS

A.V. Ekimenko

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The article considers the possibility of automation of one of the stages of seismic data interpretation – horizons depth prediction. All possible methods for a given model are clearly represented in the form of a graph. The prediction of depths reflecting horizons by various methods is implemented in Wolfram Mathematica. The efficiency of automation is shown in the synthetic example.

Keywords: depth prediction, error, automation

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-28-32>

ВВЕДЕНИЕ

Структурные карты – один из основных результатов сейсмической интерпретации. Анализируя многочисленные отчеты по интерпретации, можно сделать вывод, что структурные карты строятся, как правило, очень ограниченным количеством способов. Это методы, использующие среднюю скорость, интервальную скорость и линейные зависимости между временами и глубинами. Реже для построений привлекают скорости ОГТ (т.е. определенные по сейсмограммам общей глубинной точки). Выбор того или иного метода построения структурной поверхности основан на оценке погрешности прогноза глубин. Количество целевых отражающих горизонтов (ОГ), по которым требуется построить структурные карты может быть велико, например, на ряде участков Оренбургской области до 20 штук. Исходя из этого, тестирование даже относительно простых методов для большого количества ОГ занимает значительное время в рамках интерпретации. В этой статье приведен пример автоматизации процесса тестирования методик. Речь не идет об автоматическом расчете собственно карт глубин и построении карт погрешности, по мнению автора, даже ускорение

процесса тестирования может существенно упростить структурные построения и сделать работу более комфортной.

ОПИСАНИЕ ПОДХОДА

Процесс тестирования методик построения структурных карт можно разделить на несколько составляющих:

- определение целей – отражающих горизонтов, которые требуется перевести в глубинную область;
- подготовка набора экспериментальных данных по участку работ: отбивки скважин, времена прихода волн (T), скорости общей глубинной точки ($V_{огт}$), годографы вертикального сейсмического профилирования (ВСП), список может дополняться;
- выбор модели прогноза глубин: модель средней скорости, линейной регрессии, скорости ОГТ и пр.

Необходимо оценить параметры модели по имеющимся исходным данным и выполнить прогноз глубин (Z) целевых ОГ. Многообразие вариантов определяется тем, что прогноз может выполняться как независимо для каждого ОГ, так и с использованием информации по соседним ОГ. Например, часто в регионе опорная поверхность или

вышележащий ОГ вскрыты большим количеством скважин – тогда его целесообразно использовать для построения нижележащих интервалов.

Удобно представить все варианты построения структурной карты в виде графа, в котором каждый узел соответствует целевому ОГ, а ребро – методу построения. Рассмотрим ситуацию с тремя ОГ: «Горизонт 1», «Горизонт 2», «Горизонт 3». В качестве методов для прогноза будем располагать средней скоростью ($V_{ср}$), интервальной скоростью ($V_{инт}$), линейной регрессией ($Z(T)$ и $dZ(dT)$) и скоростями ОГТ. Тогда можно получить схему, приведенную на **рис. 1**.

Самый верхний «Горизонт 1» можно построить, используя среднюю скорость, регрессию, и скорости ОГТ. «Горизонт 2» можно построить этими же методами, а можно использовать интервальную скорость и данные по «Горизонту 2». Переходя к «Горизонту 3» методы дополнятся тем, что его можно строить и от «Горизонта 2», и от «Горизонта 1». В результате оценки параметров каждой из моделей ветви графа будут характеризоваться величинами погрешности прогноза.

РЕАЛИЗАЦИЯ ОТДЕЛЬНЫХ МЕТОДОВ

Разделение процесса структурных построений на отдельные составляющие, как на приведенной схеме (**рис. 1**), позволяет добавлять те методы, которые геофизик считает нужным. В данном случае рассмотрены самые простые и одновременно наиболее популяр-

ные: средняя скорость, линейная регрессия, скорости ОГТ.

Метод *средней скорости* заключается в оценке среднего арифметического значения скорости по имеющимся скважинам. Собственно, само значение средней скорости определяется только глубиной интересующего пласта и временем пробега.

$$V_{ср} = \frac{Z}{T}, \quad (1)$$

где $V_{ср}$ – это средняя скорость, Z – глубина пласта в точке скважины, T – двойное время. Имея средние скорости в точках скважин рассчитывается одно значение $V_{ср}$, которое используется для прогноза глубин.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПОСТРОЕНИЯ СТРУКТУРНЫХ КАРТ РЕАЛИЗОВАНА В ПО WOLFRAM MATHEMATICA СОВМЕСТНО С ПАКЕТОМ GEOLOGYIO, КОТОРЫЙ ПОЗВОЛЯЕТ ИМПОРТИРОВАТЬ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И ИСПОЛЬЗОВАТЬ РАЗНЫЕ МЕТОДЫ ПОСТРОЕНИЯ КАРТ.

На **рис. 2** вычисление средней скорости показано синими стрелками. Этот метод самый простой и может быть использован в любом случае. Используя среднее значение скорости по группе скважин, можно рассчитать структурную карту и по величине невязок вычислить погрешность. В тех случаях, когда скорость распространения волн увеличивается с глубиной, меньшая

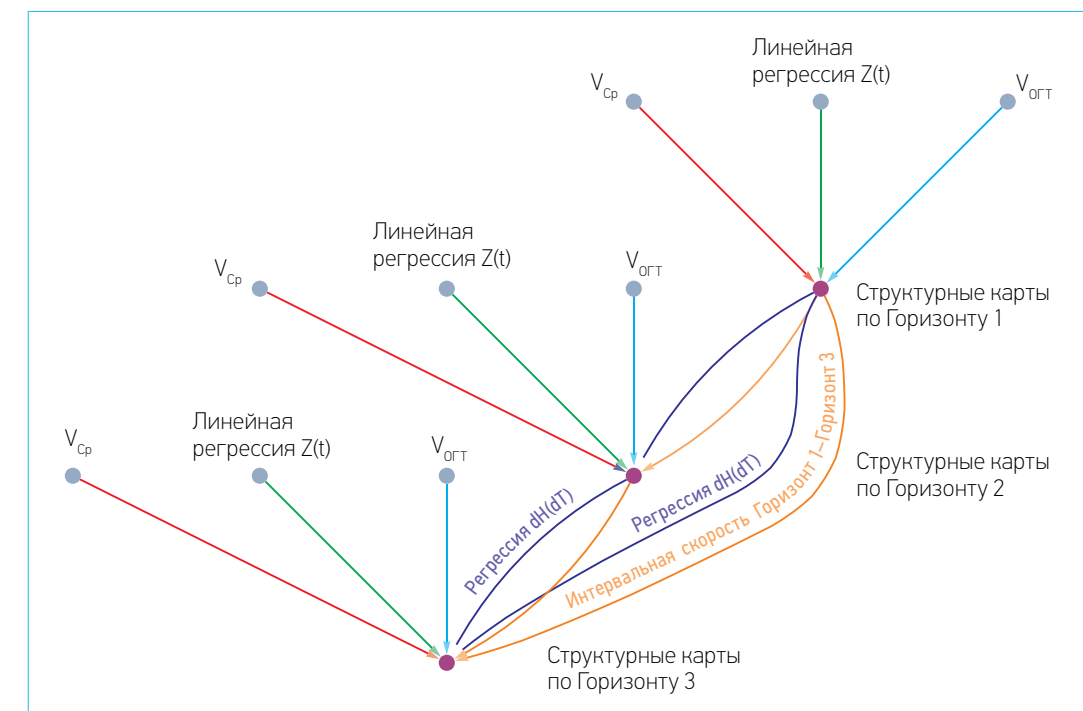


Рис. 1. Возможные методы построения структурных карт для трех отражающих горизонтов. Составлено автором

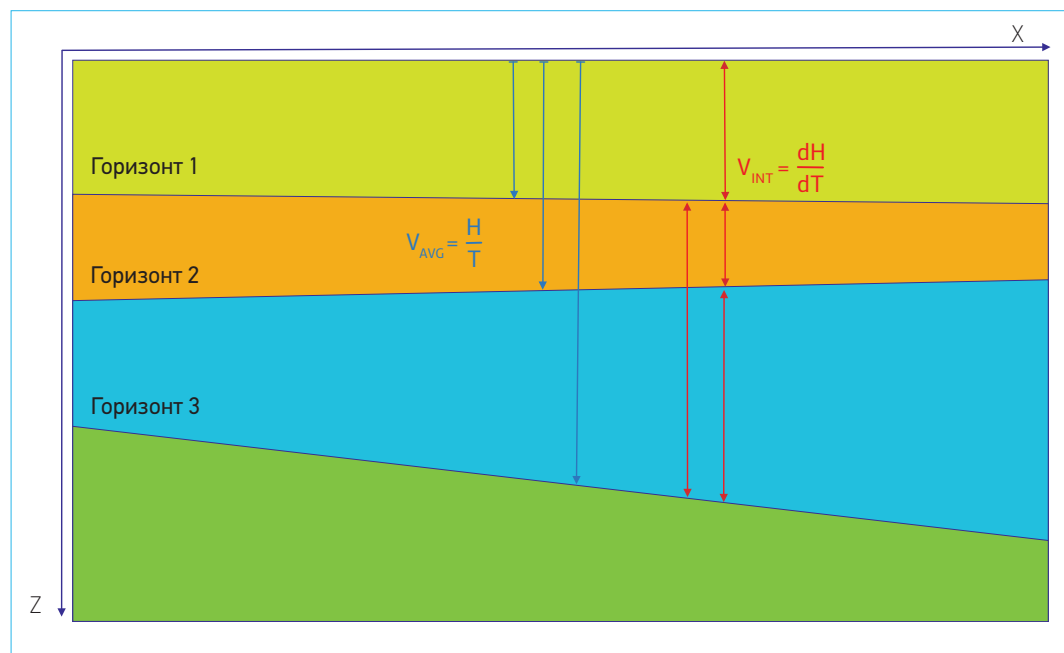


Рис. 2. Изображение схем расчета средней и интервальной скорости. Составлено автором

погрешность будет достигаться использованием не постоянной средней скорости, а использованием *линейной регрессии* $Z(T)$.

$$Z = \beta_1 T + \beta_2, \quad (2)$$

где Z – глубина пласта, T – двойное время, β_1 и β_2 – коэффициенты регрессии. В ряде случаев предпочтительнее использовать модель *интервальной скорости*. Например, если одна из границ может быть выбрана в качестве опорной (вскрыта большим числом скважин), то следующую границу можно получить, вычислив скорость между этой границей и опорной через толщину (dZ) и разницу времен (dT). Подобная ситуация показана на **рис. 1** красными стрелками. По аналогии с методом средней скорости можно построить регрессию вида $dZ(dT)$.

$$V_{\text{инт}} = \frac{dZ}{dT}$$

$$dZ = \beta_1 dT + \beta_2.$$

где $V_{\text{инт}}$ – интервальная скорость dZ – толщина пласта, dT – интервальное время, β_1 и β_2 – коэффициенты регрессии. Если строение участка не может быть описано только лишь одним значением скорости или регрессией, то целесообразно использовать скорости, определяемые по сейсмическим данным ($V_{\text{огт}}$). В таком случае наиболее простым подходом является расчет средней скорости на основании $V_{\text{огт}}$:

$$V_{\text{ср}} = \beta_1 V_{\text{огт}} + \beta_2.$$

Описанные подходы используются в подавляющем большинстве проектов по интерпретации.

Поскольку выбор той или иной модели определяется по величине погрешности, то ниже приведены некоторые правила расчета. В случае линейной регрессии и средней скорости используется величина стандартного отклонения невязок. В случае средней скорости нужно иметь в виду, что прогноз осуществляется с постоянным (средним арифметическим по всем скважинам) значением скорости. Погрешность прогноза толщин при использовании интервальной скорости или зависимости $dZ(dT)$ добавляется к погрешности по опорному горизонту, от которого выполняются построения [1], т. е. если глубина «Горизонта 2» (H_2) прогнозируется как $H_2 = H_1 + dH_{1-2}$, то погрешность прогноза глубины определяется как

$$\delta H_2 = \sqrt{\delta H_1^2 + \delta dH_{1-2}^2},$$

где δH_2 – погрешность прогноза глубины «Горизонта 2», δH_1 – погрешность прогноза глубины «Горизонта 1», δdH_{1-2} – погрешность прогноза толщины между «Горизонтом 1» и «Горизонтом 2».

Нужно иметь в виду, что в ряде случаев интервальная скорость демонстрирует низкий уровень погрешности толщин, однако общая погрешность при использовании интервальной скорости может превышать значения, полученные через среднюю скорость. В таком случае использование интервальной скорости может быть оправданным, когда опорный горизонт вскрыт большим числом скважин

(например, скважинами структурного бурения, равномерно распределенными по участку работ).

РАСЧЕТ НА СИНТЕТИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Рассмотрим работу автоматического тестирования на синтетическом примере. Модель включает три горизонта, глубины и скорости которых могут меняться по горизонтали. Глубины (H_1, H_2, H_3) и скорости ($V_{\text{инт}1}, V_{\text{инт}2}, V_{\text{инт}3}$) описаны следующими зависимостями от координаты X :

$$H_1 = 500 + 2x, H_2 = 1000 - x, H_3 = 2100 + 5x, \\ V_{\text{инт}1} = 1500 + 4x, V_{\text{инт}2} = 2000 + x, \\ V_{\text{инт}3} = 4000 - 10x.$$

В целом геометрия горизонтов совпадает с ранее представленной моделью на **рис. 2**. Все три горизонта имеют моноклинальное строение и монотонно изменяющуюся скорость. Во времена прихода волн добавлен случайный шум, меняющийся в пределах от -15 до 15 мс.

В точках с координатой X , равной $0, 10, 20, 30, 40, 50$, получены значения времен и глубин имитирующие скважинные данные. Подобный набор данных является характерным при выборе методик построения карт. На **рис. 3** приведены соответствующие графики «время – глубина», которые традиционно рассматриваются в таких случаях.

Анализируя графики можно отметить, что для всех трех горизонтов существует тесная корреляция времен и глубин, что, как правило, является основанием в пользу выбора метода линейной регрессии для прогноза глубин. Но в целом для такой модели возможны все те же способы расчета, что показаны на **рис. 1**, за исключением скорости ОГТ (она в данном расчете не использована). Результатом автоматического теста всех возможных методов прогноза расчета является **табл. 1**. Из такой таблицы по величине погрешности можно выбрать оптимальный метод прогноза глубины.

Анализируя **табл. 1**, можно сделать вывод, что построение «Горизонта 1» и «Горизонта 2» можно выполнить с помощью линейной зависимости глубины от времени с погрешностями $12,4$ и $4,8$ м соответственно. Использование регрессии для «Горизонта 3» выполняется с погрешностью $26,5$ м. В то же время прогноз толщин интервала «Горизонт 2» – «Горизонт 3» через постоянную интервальную скорость выполняется с погрешностью $11,5$ м. Погрешность глубины «Горизонта 3», таким образом, составляет $12,4$ м ($\sqrt{4,8^2 + 11,5^2}$).

Таблица 1. Оценка погрешности прогноза глубин разными методами

Целевой горизонт	Метод прогноза глубины	Опорный горизонт	Погрешность, м
Горизонт 1	Средняя скорость	Горизонт 1	16,2
Горизонт 1	Линейная регрессия $H(t)$	Горизонт 1	12,5
Горизонт 2	Средняя скорость	Горизонт 2	20,2
Горизонт 2	Линейная регрессия $H(t)$	Горизонт 2	4,8
Горизонт 3	Средняя скорость	Горизонт 3	28,9
Горизонт 3	Линейная регрессия $H(t)$	Горизонт 3	26,5
Горизонт 2	Интервальная скорость	Горизонт 1	13,3
Горизонт 2	Линейная регрессия $dH(dt)$	Горизонт 1	6,6
Горизонт 3	Интервальная скорость	Горизонт 1	17,2
Горизонт 3	Линейная регрессия $dH(dt)$	Горизонт 1	17,2
Горизонт 3	Интервальная скорость	Горизонт 2	61,2
Горизонт 3	Линейная регрессия $dH(dt)$	Горизонт 2	11,5

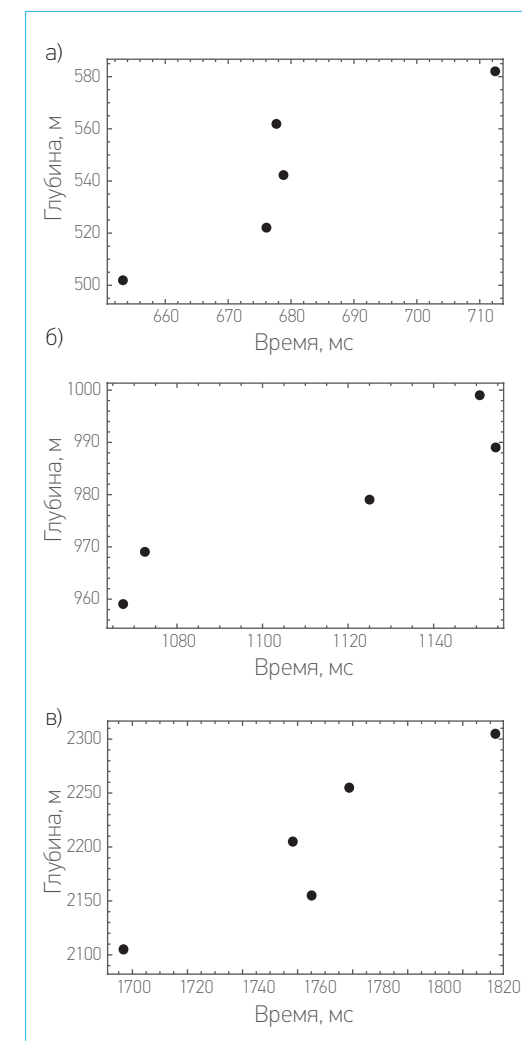


Рис. 3. Графики «время – глубина» для трех горизонтов синтетической модели: горизонт 1 (а), горизонт 2 (б), горизонт 3 (в). Составлено автором

Перебор методик построения карты выполняется, как правило, «вручную» с использованием программ интерпретации сейсмических данных или геоинформационных систем. В данном случае автоматизация позволит сконцентрировать внимание только на наиболее точных моделях прогноза глубин.

ВЫВОДЫ

Тестирование разных методик построения структурных карт может быть эффективно автоматизировано. В данном случае автоматизация реализована с использованием Wolfram Mathematica [2], исходный код и данные для теста могут быть скачаны из репозитория <https://gitlab.com/ekimenkoav/time-depth-models>. Использование этого пакета совместно с пакетом импорта геологических данных Geo-

logyIO (<https://gitlab.com/WLGPN/GeologyIO>) дает возможность не формировать заранее таблицы время–глубина–скорость и т.д., а импортировать данные в общепринятых форматах. В текущей версии реализованы наиболее простые методы построения карт, однако, как показывает практика, эти методы одновременно являются и самыми популярными. При этом в пакете предусмотрена возможность дополнения любыми другими прогнозными моделями (например, множественной регрессией). Поскольку все расчеты выполняются только с использованием точек скважин, то затраты на вычисления практически отсутствуют.

НОВЫЙ МЕТОД МОНИТОРИНГА ДИНАМИКИ ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН

Л.А. Давлетбакова¹, С.И. Габитова¹, В.Ю. Климов¹, Д.В. Шуваев¹, И.Я. Эдельман², С.А. Шмидт³

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

²Салым Петролеум Сервисиз Б.В. (2014–2020 гг.)

³Салым Петролеум Девелопмент Н.В.

Электронный адрес: Davletbakova.LA@gazpromneft-ntc.ru

Авторами предложен метод мониторинга динамики изменения коэффициента продуктивности скважин с момента их запуска, позволяющий выявить кандидатов для проведения гидродинамических исследований скважин (ГДИС) и геолого-технологических мероприятий (ГТМ) с целью увеличения суточной добычи нефти. Метод основан на комплексном анализе карт изобар, технологических и гидродинамических исследованиях. Применение данного метода на Салымской группе месторождений, разрабатываемой компанией «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.», позволило сделать выводы о состоянии фонда ГС и ННС, о динамике коэффициента продуктивности во времени, а также выявить причины его изменения. Метод проиллюстрировал, что относительное изменение коэффициента продуктивности по горизонтальным скважинам ниже, чем по наклонно-направленным.

Ключевые слова: разработка месторождений, гидродинамические исследования скважин, геолого-технологические мероприятия, коэффициент продуктивности, увеличение суточной добычи, карты изобар

A NEW METHOD FOR MONITORING WELLS PRODUCTIVITY INDEX DYNAMICS

L.A. Davletbakova¹, S.I. Gabitova¹, V.Yu. Klimov¹, D.V. Shuvaev¹, I.Ya. Edelman², S.A. Shmidt³

¹Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint Petersburg

²Salym Petroleum Sevices B.V. (2014–2020), RF, Moscow

³Salym Petroleum Development N.V., RF, Moscow

A method for monitoring wells productivity index dynamics from the moment of its start-ups is proposed. It allows detecting candidates for conducting well tests (WT) and well interventions for the increase of a daily production. The method is based on an integral analysis using pressure maps and well tests. Application of this method on the Salym group of oilfields has allowed concluding about wells stock status, about productivity index dynamics in time, also to make an assumption about the reasons for its change. The analysis showed that productivity index relative changes in horizontal wells lower than in slanted wells.

Keywords: reservoir engineering, well test, well interventions, productivity index, daily production, pressure map, pressure transient analysis

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-33-38>

ВВЕДЕНИЕ

Важным фактором при контроле за разработкой месторождений является коэффициент продуктивности ($K_{\text{прод}}$) скважин. Основными источниками данного параметра являются технологические (ТИ) и/или гидродинамические исследования скважин [1]. Как правило, динамика $K_{\text{прод}}$ не контролируется во времени, однако нужно принимать во внимание, что данный параметр изменяется в процессе эксплуатации. Мониторинг изменения $K_{\text{прод}}$ с момента ввода скважины позволит определять скважины для проведения ГДИС, улучшить эффективность планирования ГТМ

и решать другие проблемы при разработке месторождения. Для анализа динамики изменения $K_{\text{прод}}$ необходимо как минимум три-четыре его значения в разные моменты времени с начала эксплуатации скважины. Продуктивность скважины чаще всего определяется по результатам технологических и/или гидродинамических исследований скважин. Однако частота данных исследований, как правило, является недостаточной, чтобы проследить динамику его изменения во времени. В связи с этим предложен другой источник определения $K_{\text{прод}}$ – карты изобар.

Список литературы

1. Зайдель А. Н. Ошибки измерений физических величин. – М.: Наука, 1974. – 108 с.
2. Hastings C., Mischo K., Morrison M. – *Hands-on Start to Wolfram Mathematica and Programming with the Wolfram Language*. – Champaign: Wolfram Media, 2016. – 484 p.

References

1. Zaydel A. N. *Measurement errors of physical quantities*. Moscow, Nauka, 1974. 108 p. (in Russ).
2. Hastings C., Mischo K., Morrison M. *Hands-on Start to Wolfram Mathematica and Programming with the Wolfram Language*. Champaign, Wolfram Media, 2016. 484 p.

ОПИСАНИЕ МЕТОДА

В работе коэффициент продуктивности рассчитывается по следующей формуле (1) [2]:

K_{prod} = \frac{Q_{жид}}{P_{пл} - P_{заб}}, \tag{1}

где Q_{жид} – дебит жидкости, P_{заб} – забойное давление, P_{пл} – пластовое давление.

МОНИТОРИНГ ДИНАМИКИ K_{prod} ПО ПРЕДЛОЖЕННОЙ МЕТОДИКЕ ПОЗВОЛЯЕТ ОЦЕНИТЬ СОСТОЯНИЕ ФОНДА СКВАЖИН, ВЫЯВИТЬ КАНДИДАТЫ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГДИС И ГТМ, ОЦЕНИТЬ УСПЕШНОСТЬ ПРОВЕДЕННЫХ ГТМ, ОПРЕДЕЛИТЬ ПРИЧИНЫ ИЗМЕНЕНИЯ K_{prod}.

Дебит жидкости (Q_{жид}) и забойное давление (P_{заб}) определяются по технологическим исследованиям, частота которых достаточна для анализа [3]. В качестве исходных данных по пластовому давлению (P_{пл}) в данном подходе служат карты изобар, построение которых производятся ежемесячно или поквартально [3]. Таким образом, для скважины с момента ее запуска рассчитывается K_{prod} ежемесячно (или поквартально, в зависимости от частоты построения карт изобар). Пример графика по скважине с ежемесячным расчётным коэффициентом продуктивности приведен на рис. 1. В качестве дополнительной информации необходимо учитывать все имеющиеся заме-

ры пластовых давлений по скважине (в периоды капитального ремонта скважины (КРС) или технологических остановок), а также коэффициент продуктивности по гидродинамическим исследованиям скважин (K_{prod} по ГДИС рассчитывается по формуле Дююи). Данная информация необходима для оценки корректности расчетного коэффициента продуктивности по картам изобар. Данный метод применим для анализа динамики продуктивности для одной или/и нескольких скважин месторождения (т.е. единичный анализ), а также для анализа состояния фонда всего месторождения или его участка. Для этого рекомендуется проводить деление скважин на группы: например, по способу заканчивания, проведенному ГТМ (ГРП, ЗБС и пр.), размещению в фациальной обстановке и др. Для выделенных групп проводится деление по трем сценариям в зависимости от поведения K_{prod}:

- улучшение коэффициента продуктивности;
- ухудшение коэффициента продуктивности;
- коэффициент продуктивности без изменений.

В случае если 50 % (и более) скважин характеризуются неизменным коэффициентом продуктивности – это говорит о том, что состояние фонда находится в хорошем состоянии. Оценка успешности мероприятия и возможных путей по улучшению реализации технологии ГТМ может быть осуществле-

на на основе анализа изменения K_{prod}. Если продуктивность скважины растет во времени без каких-либо технологических вмешательств, то, скорее всего, это связано с негерметичностью колонны. Необходимо провести специальные исследования для подтверждения и провести мероприятие по устранению негерметичности. Ухудшение продуктивности скважин может быть вызвано проведенным ГТМ: например, ремонтно-изоляционные работы (РИР), оптимизация подземного оборудования (ПО). Снижение K_{prod} после ГТМ не всегда считается неуспешным мероприятием: например, РИР [4] уменьшают часть добываемой жидкости, что приводит к снижению K_{prod}, но мероприятие считается успешным, так как снижаются операционные затраты подъема жидкости без потерь по добыче нефти. Продуктивность скважины может снижаться со временем из-за изменения гидропроводности или ухудшения состояния призабойной зоны. Следует обратить внимание на скважины с ухудшением коэффициента продуктивности: выявить возможную причину и рассмотреть мероприятия по его восстановлению.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ

Метод был применен на трех месторождениях, разрабатываемых компанией «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» для двух групп скважин, сформированных по типу заканчивания: горизонтальных (ГС) и наклонно-направленных (ННС). Перед проведением анализа были сформированы критерии, которым должны соответствовать скважины:

- запущенные в эксплуатацию с 01.01.2014 года;
- работающие более 6 месяцев;
- не работающие в периодическом режиме более 6 месяцев с начала эксплуатации (автоматическое повторное включение – АПВ);
- не работающие совместно на разные объекты разработки.

Из перечня были исключены скважины с проведенным гидравлическим разрывом пласта (ГРП). Количество ГС и ННС для анализа примерно одинаково, однако время эксплуатации и проведенных ГТМ для ННС больше, чем для ГС, что делает анализ для ННС более трудоемким. Карты изобар для данных участков строятся ежемесячно, охват ТИ и ГДИС по скважинам достаточен согласно регламентным документам [3].

Таблица 1. Результаты анализа динамики K_{prod} по горизонтальным скважинам

Анализ K_{prod} ГС			
Сценарии K_{prod}	K_{prod} без изменений	K_{prod}+ улучшение	K_{prod}- ухудшение
Количество скважин	49 скв	13 скв	21 скв
Средний процент изменения K_{prod} от начального	-	+44 %	-30 %

РЕЗУЛЬТАТЫ ПО ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СКВАЖИНАМ

Результаты анализа динамики коэффициента продуктивности 83-х ГС представлены в табл. 1. Фонд горизонтальных скважин находится в хорошем состоянии: 59 % фонда ГС работает без изменения продуктивности во времени. Улучшение продуктивности наблюдается у 16 % ГС с момента начала эксплуатации. Первый фактор связан с оптимизацией (ОПТ) работы скважины. Второй фактор наблюдается после увеличения частоты электроцентробежного насоса (ЭЦН) без смены ПО. Увеличение K_{prod} (на 44 % в среднем) связано с включением дополнительных пропластков в работу или с дополнительной очисткой хвостовика/призабойной зоны пласта (ПЗП) скважины при увеличении депрессии. Снижение коэффициента продуктивности в среднем на 30 % с момента начала эксплуатации скважин наблюдается у 25 % фонда ГС. Первым фактором снижения продуктивности является неуспешная оптимизация скважин, причиной которой может служить продолжительный срок ремонта, неверный подбор раствора глушения и др. Для

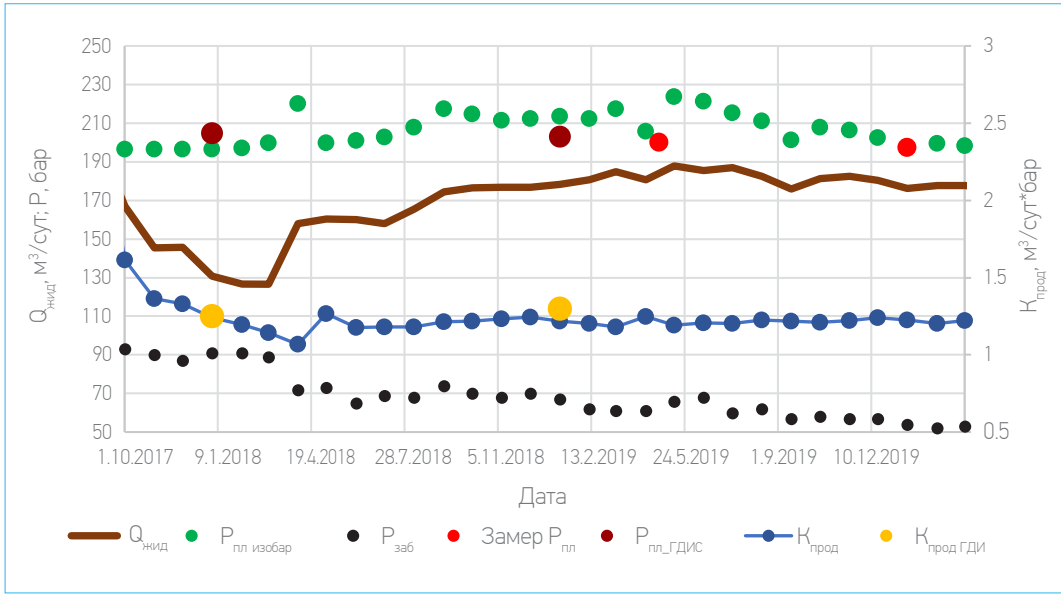


Рис. 1. Пример графика по скважине для анализа динамики K_{prod} (Q_{жид} – среднемесячный дебит жидкости, м³/сут; P_{пл} изобар – пластовое давление с карт изобар, бар; P_{заб} – среднемесячное забойное давление, бар; Замер P_{пл} – замер пластового давления в скважине, бар; P_{пл} ГДИС – пластовое давление по результатам ГДИС, бар; K_{prod} – расчетный коэффициент продуктивности по картам изобар, м³/сут*бар; K_{prod} ГДИС – коэффициент продуктивности по результатам ГДИС, м³/сут*бар.). Составлено авторами

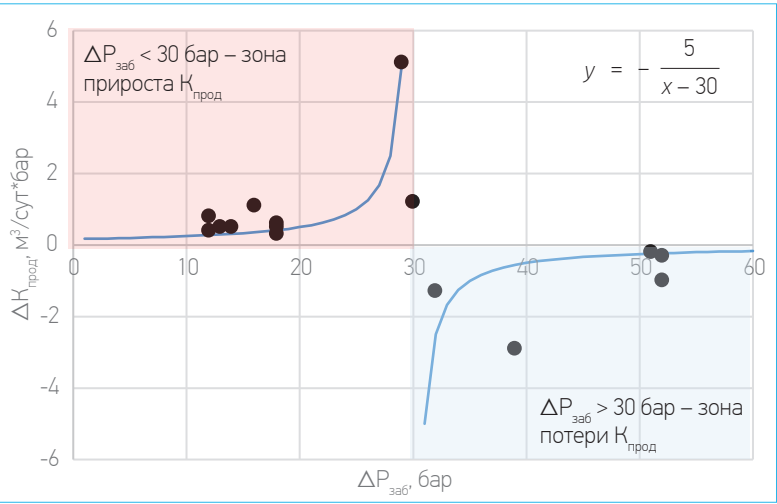


Рис. 2. Зависимость абсолютного изменения продуктивности ΔK_{prod} от изменения забойного давления ΔP_{заб} для ГС при увеличении частоты ЭЦН (черные точки – фактические данные, линии – подобранная зависимость (функция гиперболы)). Составлено авторами

уточнений причины снижения $K_{\text{прод}}$ рекомендуется проведение анализа времени ремонта, плотности и объемов потерь раствора глушения ГС при смене ЭЦН. Второй фактор снижения $K_{\text{прод}}$ – увеличение частоты ЭЦН без смены ПО (снижение забойного давления одновременно), которое связано с загрязнением ПЗП и/или хвостовика, обрушением части ствола. Поскольку после увеличения частоты ЭЦН без смены ПО наблюдается как увеличение, так и снижение продуктивности, был проведен дополнительный детальный анализ по ГС. На **рис. 2** представлена зависимость абсолютного изменения продуктивности скважины $\Delta K_{\text{прод}}$ от изменения забойного давления $\Delta P_{\text{заб}}$ при увеличении частоты ЭЦН. Фактические данные (черные точки) можно описать функцией обратной пропорциональности (гипербола) с отрицательным коэффициентом ($k = -5$) и сдвигом вправо по оси абсцисс ($m = -30$):

$$y = \frac{5}{x - 30} \tag{2}$$

По данной зависимости наблюдается снижение продуктивности при изменении $\Delta P_{\text{заб}}$ более чем на 30 бар одновременно (бледно-голубая зона на **рис. 2** – зона потери $K_{\text{прод}}$). Для сохранения $K_{\text{прод}}$ рекомендуется не допускать одномоментного снижения

забойного давления более чем на 30 бар и постепенно (ступенчато) увеличивать частоту ЭЦН со стабилизацией во времени. Также зависимость (**рис. 2**) позволяет утверждать, что увеличение частоты ЭЦН с изменением забойного давления менее чем на 30 бар приводит к росту продуктивности ГС (**рис. 2**, бледно-красная зона – зона прироста $K_{\text{прод}}$). Прирост продуктивности, как описывалось выше, связан с включением дополнительных пропластков в работу или очисткой хвостовика/ПЗП скважины при увеличении депрессии. Третий фактор снижения продуктивности скважин предположительно связан с кольматацией пласта и выпадением асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО). По таким скважинам наблюдается постепенное снижение продуктивности во времени без технологического вмешательства. Данные скважины рекомендуются к проведению ГДИС с последующим рассмотрением ГТМ.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПО НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫМ СКВАЖИНАМ

Результаты анализа коэффициента продуктивности 91-й ННС показали, что состояние фонда по ННС находится в удовлетворительном состоянии: 51 скважина работает без изменения продуктивности во времени (**табл. 2**), что соответствует более 50 % фонда ННС. Улучшение продуктивности 10-ти ННС выявлено после проведенных ГТМ (дострел, перестрел, соляно-кислотная обработка, обработка призабойной зоны пласта, ОПТ). В среднем коэффициент продуктивности увеличивается на 169 % после проведенных ГТМ, что свидетельствует об их успешности. Однако по трем скважинам продуктивность не изменилась после проведения ГТМ. Это говорит о неуспешности/неэффективности проведенных мероприятий (неверно подобранный ГТМ / проблемы при ремонте скважины и т.д.). Рекомендуется проведение дополнительного анализа по причинам неуспешности проведенных ГТМ. Ухудшение продуктивности наблюдается у 30-ти ННС в среднем на 45 %. По одной скважине снижение продуктивности связано с проведенным ГТМ (ремонтно-изоляционные работы перфорированного обводненного пласта), что говорит об эффективности проведенного мероприятия. Изоляция пласта предполагает уменьшение суммарной эффективной мощности, следовательно, ухудшение коэффициента продуктивности. По остальным скважинам отмечается

снижение продуктивности во времени без технологических вмешательств. Была проанализирована работа этих скважин для определения причин снижения продуктивности. По результатам анализа были определены две причины снижения продуктивности: изменение гидропроводности и ухудшение состояния ПЗП. На **рис. 3** представлена зависимость параметра изменения обводненности скважины за шесть месяцев (ΔWC_6) с начала ухудшения продуктивности скважины от количества скважин, по которым наблюдается снижение продуктивности. По данному графику можно выделить два перегиба: $\Delta WC_6 = 10\%$ и $\Delta WC_6 = 30\%$. Первый перегиб позволяет утверждать, что снижение продуктивности скважин связано с ухудшением ПЗП (зеленая зона на **рис. 3**). Данное предположение подтверждено двумя скважинами, на которых был проведен ГДИС. По результатам интерпретации было отмечено наличие положительного механического скин-фактора. Рекомендуется по данным скважинам провести ГТМ для снятия положительного механического скин-фактора. По остальным скважинам рекомендуется проведение ГДИС с целью оценки состояния призабойной зоны и проведения ГТМ. Второй перегиб при $\Delta WC_6 = 30\%$ свидетельствует, что продуктивность скважин связана с изменением гидропроводности (голубая зона на **рис. 3**). Данное предположение основывается только на работе скважин, имеющиеся интерпретации ГДИС проведены

до снижения $K_{\text{прод}}$, рекомендуется проведение повторного исследования для подтверждения причины ухудшения коэффициента продуктивности. Серая зона (между двумя перегибами) – скважины, $K_{\text{прод}}$ которых связан с изменением гидропроводности и скин-фактора в известных пропорциях. При имеющихся данных невозможно выявить причину изменения продуктивности. В связи с этим было принято значение $\Delta WC_6 = 20\%$ (середина серой зоны), ниже которой преимущественно влияние изменения скин-фактора, а выше – преимущественно влияние гидропроводности. Таким образом, у 17-ти ННС снижение продуктивности связано с ухудшением состояния призабойной зоны пласта; у 12-ти ННС – со снижением гидропроводности. Снижение гидропроводности вызвано изменением состава притока (рост обводненности за 6 месяцев более чем на 20 %), т.е. снижением фазовой проницаемости. Ухудшение состояния призабойной зоны пласта связано с кольматацией пласта, выпадением АСПО и др. На **рис. 4** представлен сравнительный анализ коэффициентов продуктивности ННС и ГС. Состояние фонда по ГС немного лучше (**рис. 4а**), чем по ННС (59 % и 56 % работают без изменения коэффициента продуктивности соответственно). Можно отметить, что количество скважин с ухудшением коэффициента продуктивности по ННС больше, чем по ГС (**рис. 4а**). Однако время эксплуатации скважин ННС намного больше, чем ГС (ввиду

Таблица 2. Результаты анализа динамики $K_{\text{прод}}$ по наклонно-направленным скважинам

Анализ $K_{\text{прод}}$ ННС			
Сценарии $K_{\text{прод}}$	$K_{\text{прод}}$ без изменений	$K_{\text{прод}}$ + улучшение	$K_{\text{прод}}$ - ухудшение
Количество скважин	51 скв	10 скв	30 скв
Средний процент изменения $K_{\text{прод}}$ от начального	-	+169 %	-45 %



Рис. 3. Изменение обводненности за 6 месяцев ΔWC_6 с момента ухудшения продуктивности скважин от количества скважин, по которым наблюдается снижение продуктивности. Составлено авторами

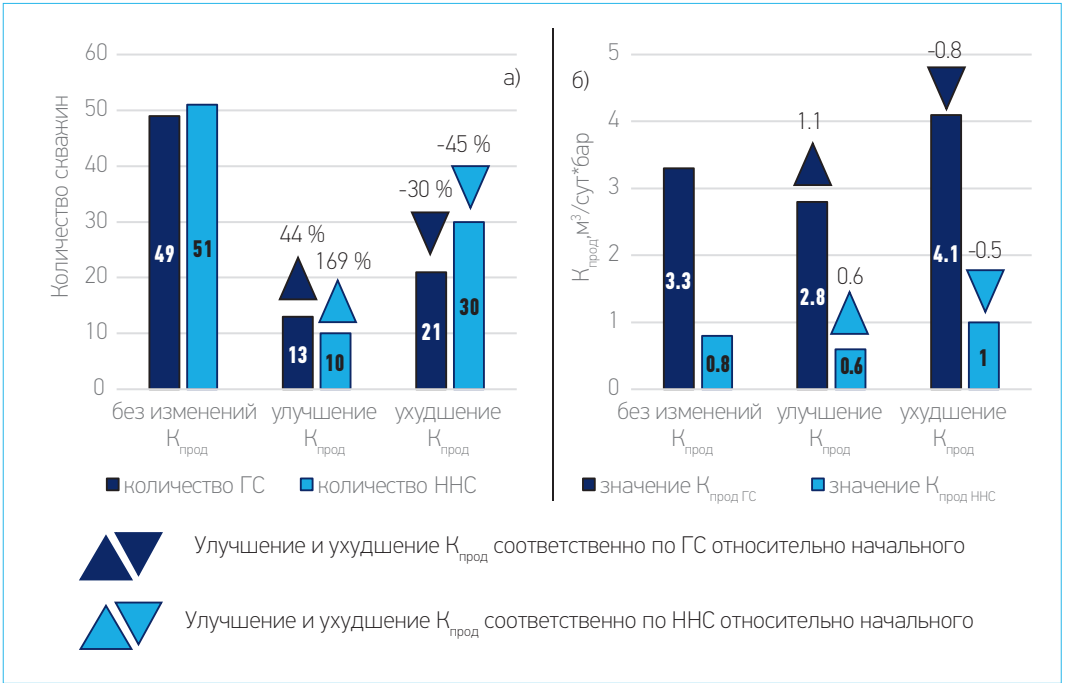


Рис. 4. а) Динамика изменения $K_{\text{прод}}$ по ГС и ННС (относительное изменение продуктивности скважин по ГС и ННС). б) Динамика улучшения и ухудшения абсолютных средних значений $K_{\text{прод}}$ ГС и ННС. Составлено авторами

более позднего ввода ГС в разработку месторождения). Также данный анализ иллюстрирует, что динамика изменения $K_{\text{прод}}$ (рис. 4а) в процентном соотношении больше по ННС (улучшение на 169 % и ухудшение на 45 %), чем ГС (улучшение на 44 % и ухудшение на 30 %). При этом абсолютные изменения коэффициента продуктивности намного выше по ГС, чем по ННС (рис. 4б). По рис. 4б также отмечается, что продуктивность ГС намного выше, чем ННС.

Выводы

Анализ изменения динамики коэффициента продуктивности для скважин Салымской группы месторождений показал, что относительное изменение продуктивности по ГС ниже, чем по ННС. Однако абсолютные значения $K_{\text{прод}}$ и его изменения по ГС намного выше, чем по ННС. Причины изменения коэффициента продуктивности могут быть связаны с технологическими воздействиями на скважину: проведение ГТМ (успешных/неуспешных); изменение частоты ЭЦН

без смены ПО (улучшение/ухудшение $K_{\text{прод}}$ зависит от количественного изменения депрессии). Также $K_{\text{прод}}$ может изменяться без технологических вмешательств по причинам негерметичности эксплуатационной колонны (рост продуктивности во времени), ухудшения состояния ПЗП (характеризуется снижением продуктивности и низким ростом обводненности или его отсутствием), снижения гидропроводности вследствие изменения фазовой проницаемости (интенсивный рост обводненности с одновременным снижением $K_{\text{прод}}$). Данная методика позволяет оценить состояние фонда скважин, выявить кандидаты для проведения ГДИС и ГТМ, избежать в будущем снижения продуктивности скважин после технологических вмешательств, скорректировать систему разработки и режимы работы системы ППД для предотвращения преждевременного обводнения нефтедобывающих скважин.

ОПТИМИЗАЦИЯ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ, ОСЛОЖНЕННЫХ ЭФФЕКТОМ СЕГРЕГАЦИИ ФАЗ В ЛИФТЕ ПОДЪЕМНЫХ ТРУБ

А.Г. Козубовский¹, Т.В. Кузьмина²

¹ЗАО НПО «ИНТЭК»

²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»

Электронный адрес: KuzminaTV@tmn.lukoil.com

В статье рассматриваются проблемы интерпретации кривых восстановления давления (КВД), осложненных эффектом сегрегации фаз (ЭСФ) в подъемных трубах. Показано, что ЭСФ может значительно искажать фактические замеры забойного давления на начальном этапе исследования. Отмечается, что как отдельно, так и в совокупности с таким негативным фактором, как недостаточное время записи КВД, эффект сегрегации фаз способствует проявлению ситуации неопределенности в идентификации искомым характеристик, особенно для условий горизонтальных скважин. Предлагается оптимизировать процедуру интерпретации подобных кривых за счет алгоритмов получения априорных знаний о свойствах изучаемого объекта до проведения соответствующих расчетов. Такой методический прием позволяет существенно снизить возможную неоднозначность фиксируемых оценок и при этом сократить временные затраты на нахождение требуемых сведений о текущем состоянии коллектора.

Ключевые слова: сегрегация фаз, забойное давление, коэффициент влияния ствола скважины, скин-фактор, неопределенность, оптимизация

OPTIMIZING OF INTERPRETATION BUILD-UP WITH THE EFFECT OF PHASE SEGREGATION IN THE LIFTING TUBES

A. G. Kozubovsky¹, T. V. Kuzmina²

¹JSC "InTEK", RF, Tyumen

²Branch of LLC "Lukoil-engineering", "KogalymNIPIneft", RF, Tyumen

This article explores influence of effect of phase segregation in the lifting tubes on results of interpretation the build-up.

Phase segregation distorts the actual bottomhole pressure at the start of the well test.

Using prior information about the properties of the object: the ratio of the initial and final coefficients of the wellbore storage and skin allow optimize of interpretation the build-up pressure with the effect of phase segregation in the lifting tubes

Keywords: well test, pressure derivative, pump, skin, wellbore storage, horizontal well, phase segregation

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-39-44>

В нефтепромысловой практике при учете влияния емкости скважины на результаты интерпретации исследований на нестационарных режимах фильтрации, как правило, исходят из постулата о том, что разность между забойными и устьевыми дебитами пропорциональна скорости изменения забойного давления $P_{\text{заб}}$. Данное утверждение предполагает постоянство коэффициента влияния ствола скважины (КВСС). Неотъемлемым атрибутом этого факта является наличие участка с единичным уклоном на билогарифмическом графике изменения $P_{\text{заб}}$ от времени закрытия t в начальный момент исследования. Однако, как показывает имеющийся научно-производственный опыт, нередко

случаи, когда вышеозвученное правило не выполняется, а именно, фактические замеры при малых t отклоняются от линии единичного уклона. Такой эффект обусловлен тем, что КВСС перестает быть постоянной величиной в силу влияния на процесс восстановления давления различных обстоятельств, например, негерметичности лифтовых труб или клапанов насоса, неистинности забойного пакера, изменения диаметра компоновки подземного оборудования, особенностей PVT свойств газожидкостной смеси (ГЖС), заполняющей ствол, сегрегацию газовой и жидкой фаз в подъемных трубах. Последнее из них на сегодня принято считать наиболее характерным и изученным.

Список литературы

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: Учебное пособие. – М.: МАНС Пресс, 2008. – 476 с.
2. Гиматудинова Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. – М.: Недра, 1983. – 455 с.
3. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследования нефтяных и нефтегазовых месторождениях. РД – 153-39.0-109-01. – М., 2002. – 75 с.
4. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: теория и практика. – СПб.: Недра, 2010. – 560 с.

References

1. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Gidrodinamicheskiye i promyslovo-tekhnologicheskiye issledovaniya skvazhin* [Well-testing methods]. Textbook. Moscow, MAK Press, 2008. 476 p. (In Russ.)
2. Gimatudinova Sh.K. *Spravochnoye rukovodstvo po proyektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy. Dobycha nefi*. [Reference guide for the design, development and operation of oil fields. Oil production]. Moscow, Nedra, 1983. 455 p. (In Russ.)
3. Metodicheskiye ukazaniya po kompleksirovaniyu i etapnosti vypolneniya geofizicheskikh, gidrodinamicheskikh i geokhimicheskikh issledovaniya neftyanykh i neftegazovykh mestorozhdeniyakh [Guidelines for the integration and staging of well test, geophysical and geochemical survey of oil and oil and gas fields]. RD – 153-39.0-109-01. Moscow, 2002. 75 p. (In Russ.)
4. Strizhnev K.V. *Remontno-izolyatsionnyye raboty v skvazhinakh: teoriya i praktika* [Repair and isolation works in wells: theory and practice]. Saint Petersburg, Nedra, 2010. 560 p. (In Russ.)

Физическая суть проявления обозначенного явления заключается в том, что по мере движения вверх (всплытия) пузырьки выделившегося из нефти газа в силу изменения термобарических условий существенно расширяются и по мере дрейфа к устью объединяются в крупные глобулы. В начальный момент времени можно допустить, что система является практически закрытой (объем ствола скважины фиксированный) и рассматриваемая специфика процесса при существующем различии сжимаемостей газа и жидкости приводит к избыточному росту забойного давления на раннем этапе исследования, что визуально проявляет себя в виде «горба» (hump) на графике $P_{заб}-f(t)$ на КВД. По прошествии определенного временного отрезка наступает равновесный баланс сосуществующих фаз, и действие анализируемого режима их взаимодействия прекращается. Следует отметить, что наличие «горба» – это ярко выраженный признак реализации в скважине эффекта сегрегации газа и жидкости. Однако существуют и другие, менее очевидные формы [1], для которых присутствие обсуждаемого феномена можно установить только комплексным учетом всей исходной информации, включая термобаро-профилирование по стволу лифтового подъемника при фиксации КВД.

РЕЗУЛЬТАТОМ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИ ОБРАБОТКЕ КВД, ИСКАЖЕННЫХ ЭФФЕКТОМ СЕГРЕГАЦИИ ФАЗ, ЯВЛЯЕТСЯ СОКРАЩЕНИЕ ВРЕМЕНИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ И СНИЖЕНИЕ НЕОДНОЗНАЧНОСТИ ОЦЕНОК СВОЙСТВ ОБЪЕКТА.

Известно, что на начальном этапе исследования доминирующее влияние на отклик давления оказывают такие характеристики, как КВСС и скин-фактор S . На кривой производной давления они определяют амплитуду, ширину (размах) и положение «горба» функции на соответствующем диагностическом графике. Эффект фазовой сегрегации (ЭСФ), оказывая воздействие на КВСС, трансформирует исходные данные. Иногда он проявляет себя так кардинально, что позиционируется как серьезное препятствие для достоверного выделения характерных периодов фильтрации на анализируемых КВД. Без должного учета данный факт может быть причиной последующих некорректных определений S [2] и, как следствие, других параметров. Понятно, что вышесказанное существенно осложняет работу интерпретатора. Одними из первых, кто представил сведения о подобных кривых, были G. L. Stegemeier

и C. S. Matthews [3], охарактеризовав их как аномальные. Позднее были разработаны методические приемы для учета обсуждаемого физического процесса при интерпретации исследований. Детальное описание используемых алгоритмов отражено в литературе специализированной направленности, например в [1, 4]. В качестве основных показателей, определяющих смысл производимых оценок, используют следующие величины: C_a – значение кажущегося КВСС (при отсутствии влияния разделения фаз); C – фактический КВСС; P_{ϕ} – изменение забойного давления в течение проявления фазовой сегрегации; C_{ϕ} – коэффициент, имеющий размерность давления, используемый в моделях Fair [5] и Hegeman [2] для переменного КВСС. C_{ϕ} характеризует в идентичные моменты времени разность между P_{ϕ} и забойным давлением на гипотетической идеальной кривой, т.е. не искаженной проявлением обсуждаемого эффекта. При $C_a \approx C$ сегрегация в стволе скважины отсутствует; При $C_a < C$ и при $C_{\phi} > 0$ КВСС увеличивающийся; При $C_a > C$ и при $C_{\phi} < 0$ КВСС уменьшающийся; При $C_a > C$, но при $C_{\phi} > 0$ в скважине имеется наличие технических проблем [5]. В настоящее время для обработки КВД, искаженных ЭСФ, широкое применение нашли вышеупомянутые модели Fair и Hegeman. Исходные допущения при использовании данных моделей заключаются в том, что процесс изменения КВСС представлен его переходом от начального значения C_i к последующему C_f , которое остается постоянным. Для численной реализации данного условия вводится комплекс C_i/C_f . Основной целью исследований методами неустановившейся фильтрации, например КВД, является получение сведений о фильтрационных характеристиках коллектора. Широко применяемое сегодня специализированное программное обеспечение (ПО) позволяет достичь ее посредством согласования фактических замеров отклика давления с расчетными значениями, полученными при использовании комплексных аналитических моделей, описывающих процесс восстановления давления в пласте. Если исследование кондиционное (качественное), т.е. выполненное с соблюдением всех необходимых требований для подобного вида работ, то существующие приемы диагностики способны воспроизводить все характерные режимы потока и оценка неизвестных параметров, как правило, не представляет затруднений. Однако в силу ряда определенных причин

(технических, организационных, коммерческих и т.д.) фиксация КВД, особенно для условий горизонтальных скважин, производится с недостаточной продолжительностью (рис. 1). В таких ситуациях типичные признаки соответствующих периодов течения могут быть либо не отражены вовсе, либо существенно искажены, и пользователь сталкивается с необходимостью осуществлять требуемые настройки вычислительного процесса в условиях неопределенности, которая обуславливает множество возможных исходов в идентификации численных значений искомых величин (C_i/C_f , скин-фактор, проницаемость и др.), затрудняя тем самым выбор достоверных. Процесс разделения фаз еще более усложняет интерпретацию. При этом эффективное применение вспомогательных инструментов ПО (нелинейная регрессия, закрепление уровней приоритетных неизвестных показателей, регулирование верхних и нижних пределов остальных и т.д.), а следовательно, количество итерационных операций во многом будет зависеть от опыта, квалификации и интуиции оперирующей стороны, но даже эти качества не могут устранить проблему в полном объеме. Для снижения неоднозначности конечных результатов при затрудняющих интерпретацию обстоятельствах (сегрегация в насосно-компрессорных трубах жидкости и газа, ограниченный временной период регистрации КВД), проявляющих себя либо индивидуально, либо совместно, на наш взгляд, может быть эффективным использование возможных связей между известными и подлежащими определению параметрами. Под известными параметрами следует понимать те,

которые могут быть достоверно установлены до производства обработки исследований. Для проверки озвученного утверждения на примере одной из залежей месторождения Западной Сибири, где зафиксированы факты искаженных КВД ЭСФ, проведено ретроспективное изучение исходной информации, полученной в результате интерпретации качественных исследований горизонтальных скважин. Все скважины перед закрытием эксплуатировались в режиме фонтанирования. Наличие эффекта сегрегации фаз подтверждалось методами промысловой геофизики по факту присутствия в подъемных трубах газонефтяного раздела (ГНР), а следовательно, столба газа в определенном диапазоне глубин, от устья до ГНР. Для условий возрастающего КВСС ($C_{\phi} > 0$) непосредственно по фактическим и теоретическим (идеальным) трендам КВД рассчитывались максимальные значения C_{ϕ} (в точке вершины «горба»). Кроме того, регистрировалось время окончания ЭСФ. Далее по результатам проведенных интерпретаций фиксировались величины параметров, оказывающих преобладающее влияние на отклик давления в начальный период записи кривой, а именно C_i/C_f и S . Из всей сформированной таким образом совокупности показателей удалось выявить существование достаточно тесной (коэффициент детерминации равен 0,92) корреляционной связи только между C_i/C_f и $C_{\phi} > 0$ (рис. 2). Учитывая, что данные характеристики определялись независимо друг от друга, демонстрируемая взаимосвязь может аргументированно рассматриваться как неслучайная.

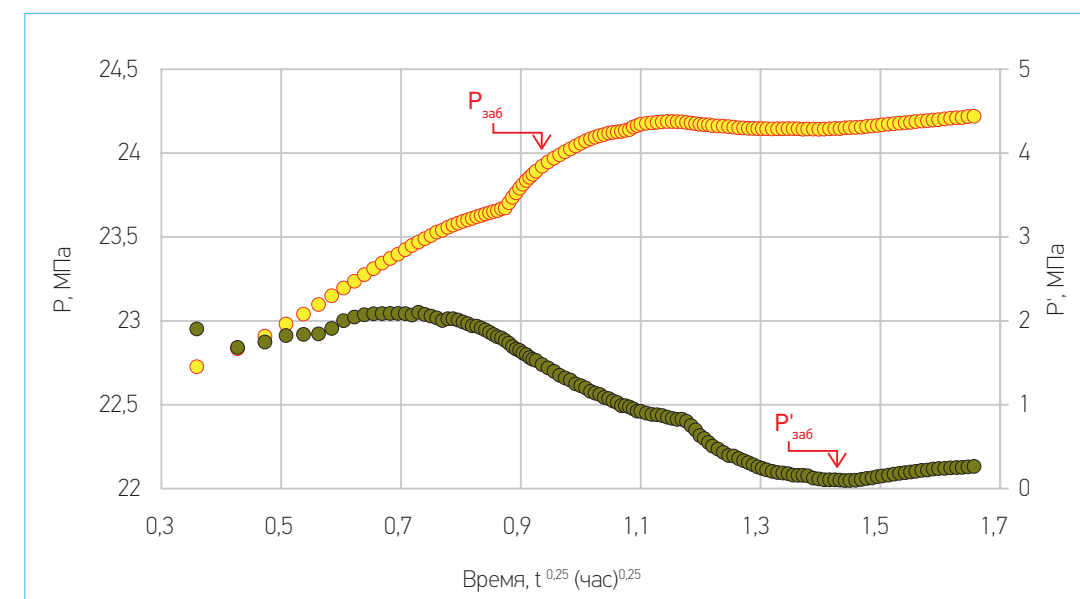


Рис. 1. Пример КВД горизонтальной скважины, осложненной ЭСФ и недостаточным временем фиксации. Составлено авторами

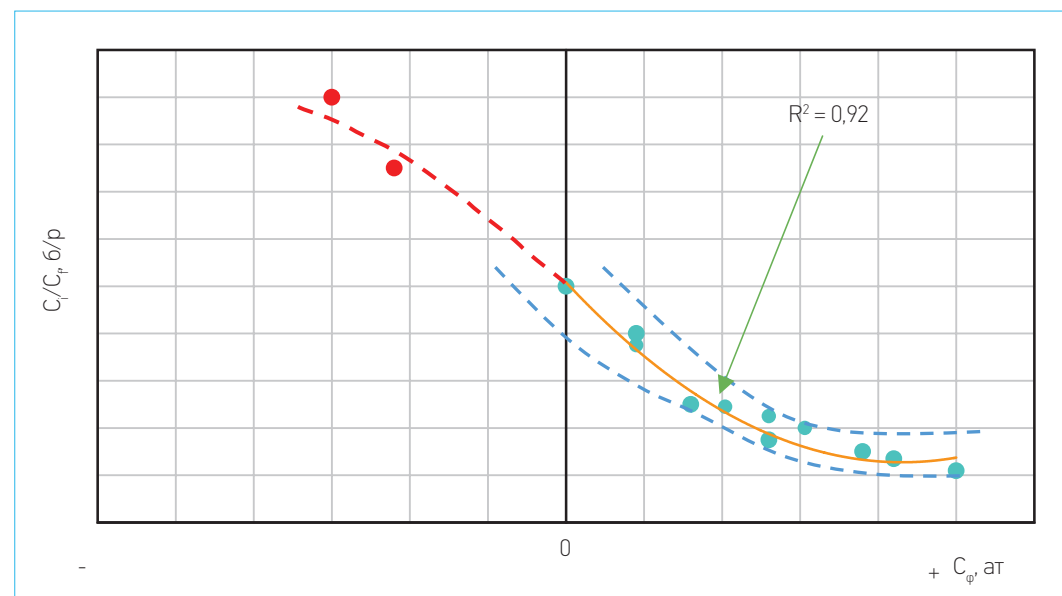


Рис. 2. Зависимость между C_i/C_f и C_{ϕ} (ат – технические атмосферы). Составлено авторами
— линия регрессии
- - - границы доверительного интервала с уровнем значимости 0,05
- - - возможный тренд

Дополнительно была реализована попытка установления подобной регрессии и для отрицательной области C_{ϕ} . Из **рис. 2** видно, что при $C_{\phi} < 0$ полученные численные представления C_i/C_f не противоречат физической сути анализируемых переменных, но в силу недостаточного количества исходных данных требуют уточнения. Используя результаты вычислений фактического и потенциального (при нулевом

скин-факторе) коэффициентов продуктивности, по известным выражениям [6] выполнены расчеты падения давления ΔP_s , приходящегося на скин-зону. Сопоставление последнего с уровнями соответствующих S позволило установить, что ΔP_s и S коррелируют друг с другом (**рис. 3**). Важно отметить, что представленные выше соотношения между рассматриваемыми свойствами дают возможность

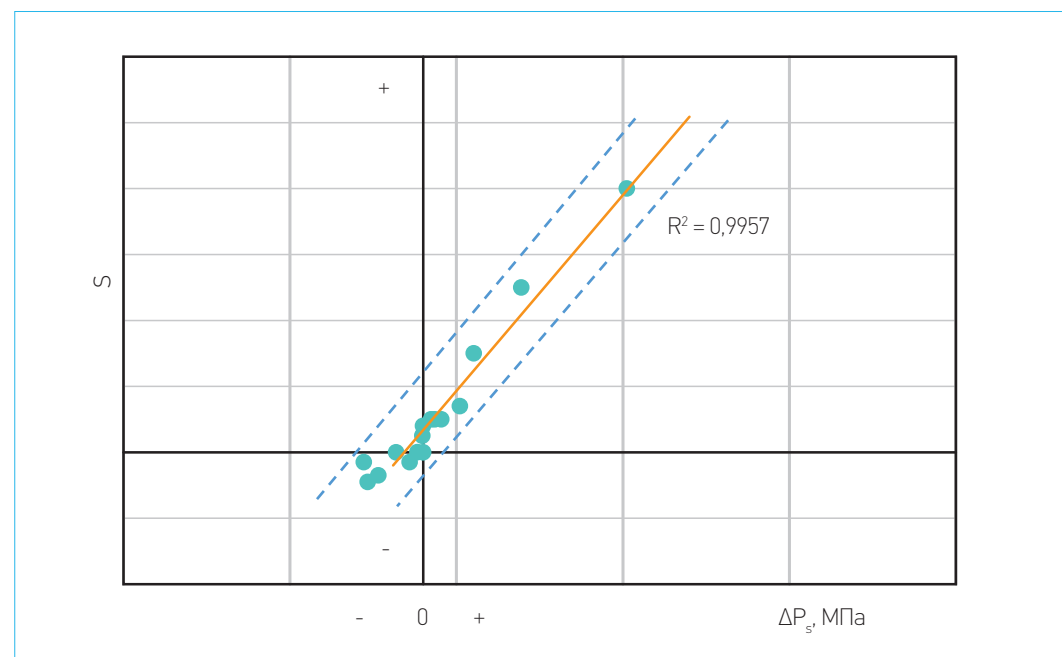


Рис. 3. Зависимость скин-фактора S от величины перепада давления в скин-зоне ΔP_s . Составлено авторами
— линия регрессии
- - - границы доверительного интервала с уровнем значимости 0,05

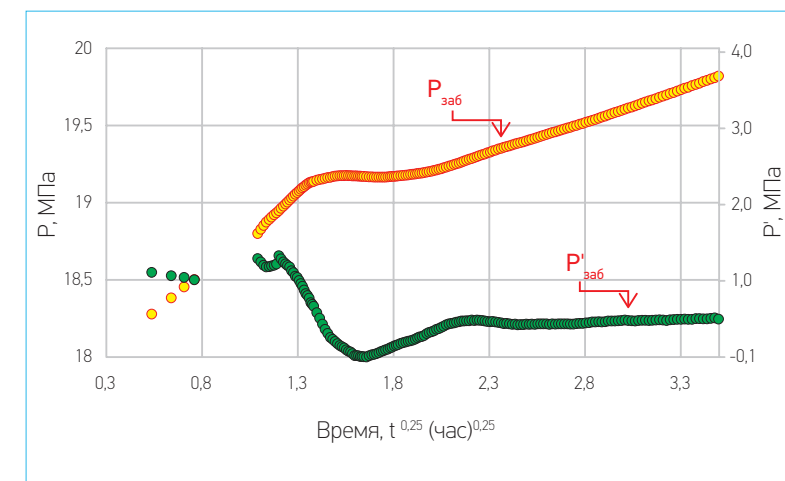
производителю работ получить априорные знания о параметрах изучаемого объекта до проведения процедуры интерпретации. На наш взгляд, данный факт позволяет существенно снизить возможную неоднозначность получаемых оценок и при этом сократить временные затраты на нахождение требуемых сведений о текущем состоянии коллектора. Обоснованность озвученных преимуществ иллюстрируется примером, который для большей наглядности сопровождается поэтапным описанием действий, необходимых для исполнения соответствующих расчетов:

- Выбор в качестве базы сравнения исследования, искаженного ЭСФ, но позволяющего однозначно идентифицировать характерные режимы притока для предстоящих достоверных вычислений искомым параметров (**рис. 4а**).
- Настройка принятой аналитической модели по предлагаемому методу. При этом диапазоны изменения величин C_i/C_f и S при конкретных значениях аргумента (соответственно C_{ϕ} и ΔP_s) предварительно определяются по зависимостям на **рис. 2** и **3** с последующим закреплением в процессе интерпретации. Оценка требуемых параметров.
- Искусственное укорачивание базовой кривой с целью моделирования условий неопределенности производимых определений (**рис. 4б**).
- Настройка аналитической модели по трансформированной кривой в соответствии с п. 2.
- Обработка КВД по всей совокупности фактических замеров с использованием общепринятых методических приемов.
- Сравнение полученных результатов (**рис. 4в**).

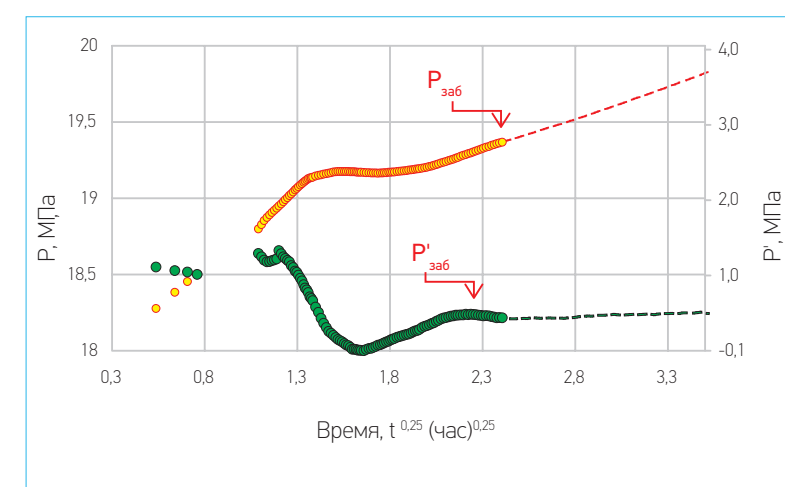
Из **рис. 4в** видно, что расчеты по предлагаемому методу в формате как полной, так и усеченной кривой практически идентичны базовому варианту. Подобные выводы справедливы и для других скважин, сопоставление полученных оценок представлено в табл.

ИТОГИ

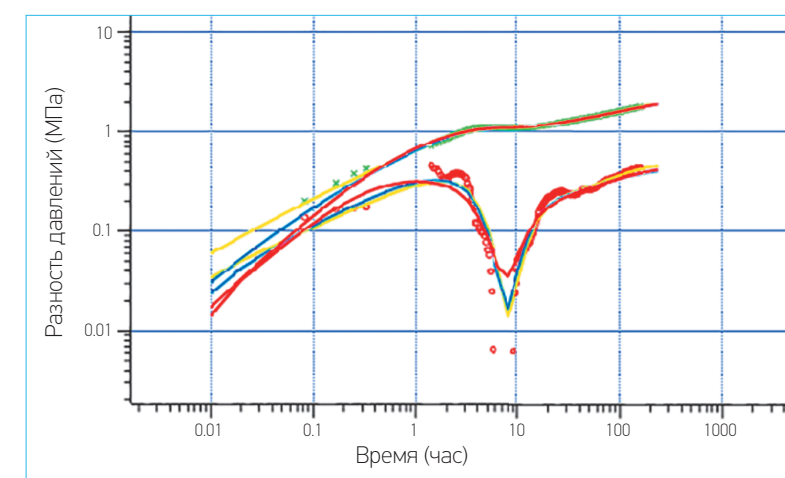
Рассмотренный подход к процедуре интерпретации КВД, искаженных эффектом сегрегации фаз в подъемных трубах, позволяет ее оптимизировать за счет использования априорных сведений о свойствах объекта, в частности C_i/C_f и S . Оптимизация выражается сокращением временных затрат на интерпретацию и снижением неоднозначности производимых определений необходимых характеристик.



а



б



в

Рис. 4. Пример использования предлагаемого приема интерпретации КВД. Составлено авторами
«а» – базовая кривая; «б» – трансформированная (усеченная) базовая кривая;
«в» – сравнение результатов вычислений по базовому и предлагаемому методу. Составлено авторами

- базовая кривая
- предлагаемый метод, вся совокупность замеров
- предлагаемый метод, трансформированная (усеченная) базовая кривая

Таблица. Сравнение результатов интерпретаций

Параметр	Скважина А		Скважина Б		Скважина В	
	базовый вариант	предлагаемый метод	базовый вариант	предлагаемый метод	базовый вариант	предлагаемый метод
C _i /C _r , б/р	0,5	0,67*	0,7	0,78*	0,8	0,9*
		0,87		0,66		0,9
Скин, б/р	1	0*	-1	0*	-0,5	1*
		0,6		0,3		0,8
Проницаемость k, мД	13,5	12*	9,6	10*	31	34*
		10,5		10,7		38
Работающая длина ГС, м	301	310*	276	265*	290	300*
		350		290		250

* – без трансформации кривой

Выводы

Потенциал предлагаемого методического приема не ограничивается только учетом влияния ЭСФ, но и дает возможность осуществлять обработку КВД в более сложных ситуациях, а именно при совместном проявлении таких осложняющих факторов, как недостаточная продолжительность фиксации кривой и искажение ее ЭСФ. Адекватные оценки получают за счет снижения факта неоднозначности производимых определений необходимых параметров.

При этом следует отметить, что уровень минимизации временных затрат на интерпретацию не может быть универсальным, поскольку, как уже упоминалось ранее, зависит от опыта и квалификации пользователя. В авторской практике количество вычислительных итераций уменьшилось от нескольких десятков до единиц.

Список литературы

1. Lee J., Rollins J.B., Spivey J.P. Pressure transient testing. – SPE., Richardson, 2003.
2. Hegeman P.S., Hallford D.L., Joseph J.A. Well test analysis with changing wellbore storage // SPE 21829, Sep. – 1993. – Pp. 201–207.
3. Stegemeier G.L., Matthews C.S. A study anomalous pressure build-up behavior // SPE 927-G, Petroleum Trans, AIIME. – 1958. – Vol. 213. – Pp. 44 – 50.
4. George Steward. Well Test Design & Analysis. – PennWell Corp., 2011. – 1059 p.
5. Walter B. Fair Pressure buildup analysis with wellbore phase redistribution // SPEJ, April. – 1981. – Pp. 259 – 270.
6. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 512 с.

References

1. Lee J., Rollins J.B., Spivey J.P. Pressure transient testing. SPE, Richardson, 2003.
2. Hegeman P.S., Hallford D.L., Joseph J.A. Well test analysis with changing wellbore storage, SPE 21829, Sep, 1993, pp. 201–207.
3. Stegemeier G.L., Matthews C.S. A study anomalous pressure build-up behavior. SPE 927-G, Petroleum Trans, AIIME, 1958, vol. 213, pp. 44–50.
4. George Steward. Well Test Design & Analysis. PennWell Corp., 2011. 1059 p.
5. Walter B. Fair. Pressure buildup analysis with wellbore phase redistribution. SPEJ, April, 1981, pp. 259–270.
6. Earlougher R.C., Jr. Advances in Well Test Analysis. 2006, p. 512.

НОВЫЙ ПОДХОД В ПЛАНИРОВАНИИ БАЗОВОЙ ДОБЫЧИ С АВТОМАТИЗАЦИЕЙ МЕТОДИКИ ПОСКВАЖИННОГО РАСЧЕТА

А.А. Рыбаковская², И.В. Фахретдинов¹, А.А. Прохоров¹, Т.Ч. Фатхуллин¹,
А.Н. Звада¹, И.А. Скварко³

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

²Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

³ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Электронный адрес: Rybakovskaya.AA@gazpromneft-ntc.ru

В статье рассмотрена автоматизация методики поскважинного расчета прогнозных показателей базовой добычи нефти, жидкости и обводненности на основе данных месячного эксплуатационного рапорта (МЭР) и текущих остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ). Для аппроксимации фактических кривых показателей добычи используются кривая Арпса и корреляции Кори. Сравнительный анализ фактических данных с ретропрогнозом по данной методике на нескольких месторождениях показал высокую точность при небольшом времени выполнения расчетов.

Ключевые слова: прогноз добычи нефти, статистический анализ данных, оптимизация функций, корреляции Кори, мониторинг добычи, анализ кривой, кривая Арпса

AUTOMATION OF THE FORECASTING PROCESS FOR WELLS BASE PRODUCTION

А.А. Rybakovskaya², I.V. Fakhretdinov¹, A.A.Prokhorov¹, T.Ch. Fatkhullin¹, A.N. Zvada¹, I.A. Skvarko³

¹Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

²Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University (SPbPU), RF, Saint-Petersburg

³PJSC "Slavneft-Megionneftegaz", RF, Megion

The article describes the automation of the production forecast calculation method for producing wells. Calculation for each well based on monthly production report data and current residual recoverable reserves. The Arps curve and the Corey function are used to approximate the actual production curves. Comparative analysis of actual data with retro-forecast data showed high accuracy with a short calculation time.

Keywords: predicted oil production, statistical data analysis, function optimization, Corey correlation, production monitoring, curve analysis, Arps curve

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-45-49>

ВВЕДЕНИЕ

Одной из основных задач, постоянно решаемых каждой нефтяной компанией, является обеспечение максимально эффективной разработки месторождений с получением наибольшей прибыли. Достигнуть этого помогает мониторинг базовой добычи текущего фонда. Важно качественно планировать базовую добычу в краткосрочном и долгосрочном периоде, так как от этого зависит корректность определения сроков рентабельности базового фонда, степени выработки месторождения, факторов для своевременного планирования геолого-технологических мероприятий (ГТМ) и многих других параметров. Для оценки и прогнозирования профилей добычи базового фонда применяются раз-

личные методы: прогнозирование с использованием фильтрационных моделей, расчет эмпирических зависимостей и прогноз с использованием технологии машинного обучения [5]. Каждый из методов имеет свои преимущества и недостатки. Поэтому подходящий метод прогноза добычи выбирается с учетом цели прогноза, необходимой точности, имеющихся исходных данных и временных ресурсов. Гидродинамические модели требуют больших затрат времени. Эмпирические характеристики обладают более низкой достоверностью прогноза из-за сильного осреднения показателей разработки на единичную скважину. Это существенно сказывается на точности прогнозирования для зон с высокой неоднородностью свойств пласта [3]. Для настройки модели машинного обучения

© Коллектив авторов,
2021



требуется большой объем вариативных исходных данных. В современных условиях возникла необходимость создания нового метода и инструмента быстрого прогнозирования динамики добычи базовых скважин с приемлемой точностью на основе узкого набора исходных данных.

АВТОМАТИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ ПОСКВАЖИННОГО РАСЧЕТА ПРОГНОЗНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЗОВОЙ ДОБЫЧИ НА ОСНОВЕ АППРОКСИМАЦИИ КРИВОЙ АРПСА И КОРРЕЛЯЦИИ КОРИ ОБЛАДАЕТ ВЫСОКОЙ ТОЧНОСТЬЮ ПРИ НЕБОЛЬШИХ ВРЕМЕННЫХ ЗАТРАТАХ.

В данной работе рассмотрено создание автоматизированного статистического инструмента получения прогноза темпов падения дебитов скважин текущего фонда по данным МЭР и значениям ОИЗ. Помесячный расчет прогнозных показателей базовой добычи нефти, отбора жидкости и обводненности добываемой продукции для каждой скважины осуществляется при помощи программы, написанной на языке Python 3.8. Для оценки эффективности методики проведено сравнение фактических данных с ретропрогнозом на нескольких месторождениях.

Также описанные методика и автоматизированный инструмент имеют крайне высокую актуальность в условиях ограничений по ОРЕС+, так как позволяют формировать оптимальный профиль базовой добычи по критерию максимизации удельной прибыли на тонну нефти. С помощью поскважинного расчета показателей добычи возможно ранжировать по маржинальности не только скважины, но и кустовые площадки с объектами подготовки, что позволяет формировать наиболее эффективные решения по подбору кандидатов на запуск и остановку. Путем замены экономически менее эффективных объектов на высокоэффективные с сохранением текущей добычи нефти происходит максимизация прибыли. Без рассмотренной оперативной поскважинной методики прогнозирования профилей добычи и ее автоматизации эффективно решить данную задачу невозможно.

ОПИСАНИЕ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА

Расчет индивидуального темпа падения нефти для каждой скважины выполняется в несколько этапов. В первую очередь происходит автоматическая подготовка данных

МЭР. Периоды (месяцы), в которых скважина не работала, не используются, анализируется только непрерывная кривая добычи на последнем объекте разработки скважины. Далее происходит построение моделей прогноза дебита жидкости и характеристики вытеснения. На их основе рассчитывается прогнозный профиль добычи нефти на следующий период.

1) Прогноз дебита жидкости

Для построения модели прогноза дебита жидкости по каждой скважине используются данные МЭР за период работы на последнем объекте разработки: «Добыча жидкости за последний месяц, тонны» и «Время работы в добыче, часы»

Для формализации используется математическая функция Арпса [4]:

$$Q_{\text{ж}}^n = Q_{\text{ж}}^{\text{st}} \cdot (1 + k_1 \cdot k_2 \cdot (n - 1))^{-\frac{1}{k_2}}, \quad (1)$$

где $Q_{\text{ж}}^n$ – дебит жидкости на текущий расчетный период, $Q_{\text{ж}}^{\text{st}}$ – стартовый дебит жидкости, k_1 и k_2 – коэффициенты функции Арпса, n – номер периода расчета (начиная с 1 и далее). Далее с помощью метода поиска локального минимума в доверительной области решается задача оптимизации. Варьируя коэффициенты функции, подбирается модель Арпса с минимальной суммой квадратов отклонений расчетных точек дебита жидкости от фактических.

Привязка для кривой добычи жидкости осуществляется к среднему трех последних фактических точек. В качестве стартового дебита работы принимается максимальный дебит за историю разработки.

После решения этой задачи на основе полученной модели выполняется построение помесечного профиля отбора жидкости на необходимый период.

2) Прогноз дебита нефти

Для прогноза дебита нефти сначала необходимо создать модель характеристики вытеснения, которая представлена как зависимость обводненности от выработки запасов нефти. Помимо данных МЭР: «Добыча нефти за последний месяц, тонны», «Добыча жидкости за последний месяц, тонны» и «Время работы в добыче, часы», для построения модели характеристики вытеснения также используются текущие значения ОИЗ.

Для каждой точки характеристики вытеснения проводится расчет обводненности, которая рассчитывается помесечно из добычи жидкости и нефти. Затем рассчитывается выработка от НИЗ, где НИЗ – это текущее

значение ОИЗ плюс накопленная добыча нефти за весь предыдущий период работы скважины:

$$RF_n = \frac{\sum_{\text{НИЗ}}^1 m_{\text{н}}}{\text{НИЗ}}, \quad (2)$$

где RF_n – выработка от НИЗ; $m_{\text{н}}^n$ – добыча нефти за последний месяц.

Для формализации используются степенные функции Кори (k_1 - k_4) [1, 2]:

$$v_1^n = RF_n$$

$$k_1^n = \frac{(1 - v_1^n)^{\text{corey_oil}}}{(1 - v_1^n)^{\text{corey_oil}} + \mu_{ef} \cdot v_1^n^{\text{corey_water}}}$$

$$v_2^n = v_1^n + \frac{m_{\text{ж}}^n \cdot k_1^n}{2 \cdot \text{НИЗ}}$$

$$k_2^n = \frac{(1 - v_2^n)^{\text{corey_oil}}}{(1 - v_2^n)^{\text{corey_oil}} + \mu_{ef} \cdot v_2^n^{\text{corey_water}}}$$

$$v_3^n = v_1^n + \frac{m_{\text{ж}}^n \cdot k_2^n}{2 \cdot \text{НИЗ}} \quad (3)$$

$$k_3^n = \frac{(1 - v_3^n)^{\text{corey_oil}}}{(1 - v_3^n)^{\text{corey_oil}} + \mu_{ef} \cdot v_3^n^{\text{corey_water}}}$$

$$v_4^n = v_1^n + \frac{m_{\text{ж}}^n \cdot k_3^n}{2 \cdot \text{НИЗ}}$$

$$k_4^n = \frac{(1 - v_4^n)^{\text{corey_oil}}}{(1 - v_4^n)^{\text{corey_oil}} + \mu_{ef} \cdot v_4^n^{\text{corey_water}}}$$

$$m_{\text{н}}^n = \frac{m_{\text{ж}}^n}{6} \cdot (k_1 + 2 \cdot k_2 + 2 \cdot k_3 + k_4),$$

где $m_{\text{ж}}^n$ – добыча жидкости за последний месяц, $v_1^n - v_4^n$ – вспомогательные параметры для расчета, n – номер периода, corey_oil , corey_water и μ_{ef} – параметры функции.

Далее также решается задача оптимизации: варьируя параметры функции, подбирается модель с минимальной суммой квадратов отклонений расчетных точек добычи нефти от фактических.

По умолчанию привязка для характеристики вытеснения осуществляется к последней точке фактической добычи. Используя полученную модель, выполняется прогноз зависимости обводненности от выработки НИЗ:

$$W_n = \frac{\mu_{ef} \cdot RF_n^{\text{corey_water}}}{(1 - RF_n)^{\text{corey_oil}} + \mu_{ef} \cdot RF_n^{\text{corey_water}}} \quad (4)$$

Построение прогнозного профиля добычи нефти по полученным моделям выполняется помесечно. Добыча нефти за первый месяц рассчитывается с использованием модели

прогноза дебита жидкости, отработанного времени и текущей обводненности.

Для прогнозирования обводненности по характеристике вытеснения на следующий период (месяц) в модель подставляется выработка запасов с учетом накопленной добычи нефти за первый период.

Таким образом, получаем обводненность для прогноза добычи нефти за второй месяц. Далее итеративно через полученные обводненность, дебит жидкости и время работы проводится расчет добычи нефти на каждый следующий месяц работы скважины.

Используя библиотеки языка Python, удалось создать программный инструмент, который выполняет расчеты с высокими скоростью и точностью.

На рис. 1 приведены получившиеся характеристики вытеснения, зависимости отбора жидкости и добычи нефти скважин X1 и X2 месторождения Y. На графиках черными линиями показаны

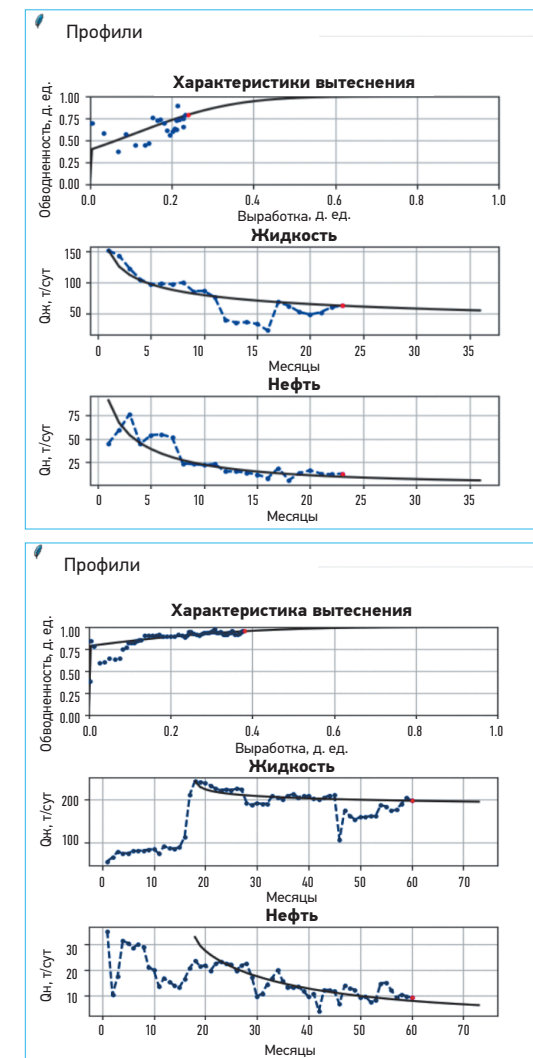


Рис. 1. Примеры построения аппроксимированных кривых характеристики вытеснения и добычи жидкости, а также прогнозной кривой добычи нефти скважин X1 и X2 месторождения Y

аппроксимированные кривые с экстраполяцией на несколько месяцев вперед, синими точками и пунктирными линиями обозначены фактические данные, красной точкой на каждом графике указано последнее фактическое значение.

Преимущество данной методики помимо скорости и точности заключается также в возможности отслеживания индивидуального темпа падения добычи нефти и жидкости на каждой скважине ежемесячно на любой период, что позволяет выполнять анализ для любого срока эксплуатации скважины. У данного подхода существуют и свои ограничения.

Очевидно, что прогноз возможен только на текущем фонде, где имеется достаточно длительная история эксплуатации скважин. Качество прогноза прямо пропорционально объему истории эксплуатации скважины. Практически невозможно получить статистическую модель характеристики вытеснения для скважин, у которых имеется менее четырех месяцев эксплуатации. В таком случае выполняется автоматическая настройка модели либо на средний темп падения по скважинам с аналогичными характеристиками, если их число достаточно для расчета, либо на усредненный темп падения по месторождению через последнюю точку факта. Также в процессе эксплуатации скважины могут наблюдаться явные «скачки» обводненности, искажающие аппроксимацию. Так как в теории обводненность скважины в процессе увеличения отборов нефти только возрастает, аппроксимация на основе корреляций Кори может быть не реализуема из-за резкого снижения обводненности. Такие скачки при эксплуатации скважины на одном объекте могут наблюдаться из-за различных ГТМ. В этом случае история скважин автоматически обрабатывается для корректного подбора коэффициентов аппроксимирующей функции.

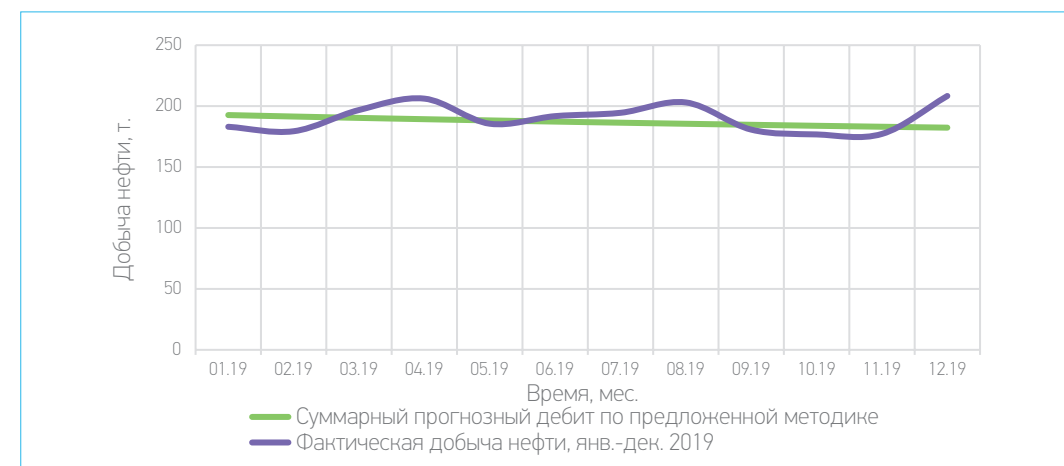


Рис. 2. Факт – ретропрогноз добычи нефти по месторождению №1 за 2019 г. Составлено авторами

ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ

Рассчитанные по данной методике базовые профили могут использоваться для:

- оценки текущей рентабельности скважин;
- прогноза рентабельности скважин;
- оценки различных мероприятий относительно базовой добычи;
- максимизации экономической эффективности при внешних ограничениях (ОПЕС+).

Автоматизированный программный инструмент позволяет выполнять мониторинг динамики основных показателей работы месторождений и эксплуатации скважин. Как отмечалось ранее, с помощью полученных профилей можно уточнять прогнозную экономическую эффективность скважин, кустовых площадок, объектов и на ее основе принимать решения, которые позволят максимизировать получаемую прибыль. Возможность в кратчайшие сроки актуализировать модели на текущие технологические показатели позволяет принимать оперативные решения в условиях меняющихся ограничений и качественнее планировать изменение фонда скважин.

СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОГНОЗА И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДОБЫЧИ

На рис. 2–4 приведено сравнение результатов тестирования методики с фактической добычей за 2019 г. на нескольких месторождениях Славнефть-Мегионнефтегаза. Видно, что прогноз добычи, рассчитанный по предложенной методике, хорошо коррелирует с фактическими данными. Из сравнительного анализа были исключены скважины, остановленные по техническим причинам: незапланированные ремонты, плановые остановки и остановки по распоряжению, а также скважины с ГТМ и с изменением режима работы.

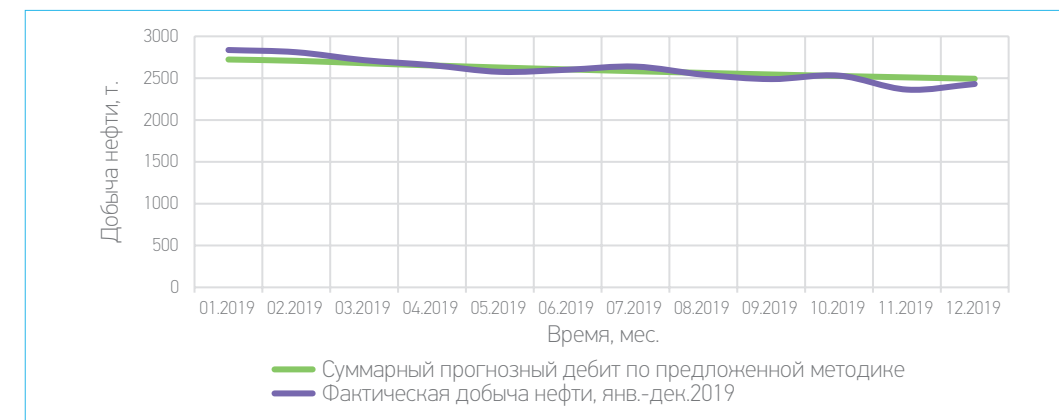


Рис. 3. Факт – ретропрогноз добычи нефти по месторождению №2 за 2019 г. Составлено авторами

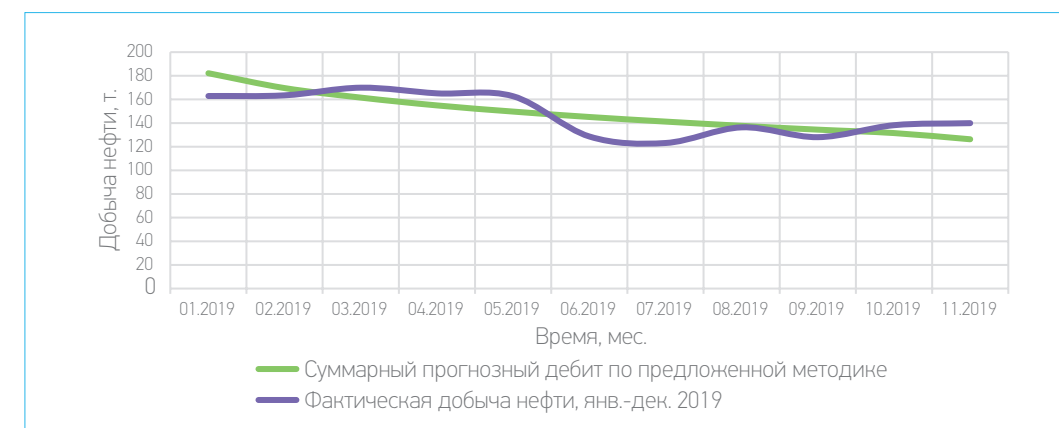


Рис. 4. Факт – ретропрогноз добычи нефти по месторождению № 3 за 2019 г. Составлено авторами

ВЫВОДЫ

Были созданы методика и автоматизированный инструмент, позволяющие прогнозировать с высокой точностью темпы падения отборов жидкости и добычи нефти скважин текущего фонда. Также был выполнен сравнительный анализ фактических данных с ретропрогнозом на нескольких месторождениях, который показал высокую точность при небольших затратах времени на проведение

расчетов. Представленный подход к прогнозированию профилей может использоваться для обеспечения корректности расчетов добывающих скважин на рентабельности, повышения качества анализа эффективности эксплуатации скважин и формирования бизнес-плана на краткосрочный и среднесрочный период.

Список литературы

1. Arps J.J. Analysis of Decline Curves // AIME. – 1945. – V. 160. – Pp. 228–247. <https://doi.org/10.2118/945228-G>
2. Doublet L.E., Pande P.K., McCollum T.J., Blasingame T.A. Decline Curve Analysis Using Type Curves—Analysis of Oil Well Production Data Using Material Balance Time: Application to Field Cases // Society of Petroleum Engineers. – 1994, January 1. <https://doi.org/10.2118/28688-MS>
3. Габитова С.И., Давлетбакова Л.А., Климов В.Ю. Методика прогнозирования темпов падения нефти проектных скважин на основе алгоритма машинного обучения // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2020 – № 4 (18). – С. 69–74. <https://doi.org/10.7868/S2587739920040102>
4. Ling K., He J. Theoretical Bases of Arps Empirical Decline Curves // Society of Petroleum Engineers. – 2012, January 1. <https://doi.org/10.2118/161767-MS>
5. Teplyakov N., Slabetskiy A., Sarapulov N. et al. Application of Machine Learning Methods for Modeling the Current Indicators of Operating Wells Stock of PJSC Gazprom Neft // SPE-191585-18RPTC-MS. – 2018.

References

1. Arps J.J. Analysis of Decline Curves. *Transactions of the AIME*. 1945, v. 160, no. 1, pp. 228–247. <https://doi.org/10.2118/945228-G>
2. Doublet L.E., Pande P.K., McCollum T.J., Blasingame T.A. Decline Curve Analysis Using Type Curves—Analysis of Oil Well Production Data Using Material Balance Time: Application to Field Cases. *Society of Petroleum Engineers*. 1994, January 1. <https://doi.org/10.2118/28688-MS>
3. Gabitova S.I., Davletbakova L.A., Klimov V.Yu. A new method of decline curve forecasting for project wells on the base of machine learning algorithms. *PRONEFT. Professional'no o nefi (PRONEFT. Professionally about oil)*. 2020, no. 4 (18), pp. 69–74. (In Russ.) <https://doi.org/10.7868/S2587739920040102>
4. Ling K., He J. Theoretical Bases of Arps Empirical Decline Curves. *Society of Petroleum Engineers*. 2012, January 1. <https://doi.org/10.2118/161767-MS>
5. Teplyakov N., Slabetskiy A., Sarapulov N. et al. Application of machine learning methods for modeling the current indicators of operating wells stock of PJSC Gazprom Neft. *SPE-191585-18RPTC-MS*, 2018. (In Russ.)

ИЗУЧЕНИЕ СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ НА ОСНОВЕ ОПТОВОЛОКОННОГО КАБЕЛЬ-СЕНСОРА DAS

© Коллектив авторов,
2021

А.И. Ипатов^{1,2}, А.В. Андриановский⁴, А.Ю. Губарев², А.В. Воронкевич², Р.М. Гилемзянов³, В.В. Соловьева⁵

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

²ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика»

³ООО «Газпромнефть-Ямал»

⁴ООО «ОптоМониторинг»

⁵РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Электронный адрес: ipatov.ai@gazprom-neft.ru

Для горизонтальных эксплуатационных скважин изучены возможности применения распределенных дистанционных оптоволоконных акустических кабель-сенсоров DAS с целью направленного сейсмоакустического профилирования разрезов в межскважинном пространстве. Впервые зафиксирована сейсмическая реакция с помощью стационарных перманентных оптоволоконных мониторинговых систем на остановку соседних добывающих скважин. Определены условия для успешного проведения сейсмоакустического межскважинного зондирования на разрабатываемых нефтяных залежах.

Ключевые слова: горизонтальные эксплуатационные скважины, сейсмоакустическое межскважинное зондирование, оптоволоконный акустический и температурный распределенный перманентный мониторинг, распределенный акустический датчик (DAS)

STUDY OF SEISMOACOUSTIC EFFECTS IN AN PRODUCING OIL HORIZONTAL WELL BASED ON A FIBER-OPTIC CABLE SENSOR DAS

A.I. Ipatov^{1,2}, A.V. Andrianovsky⁴, A.Yu. Gubarev², A.V. Voronkevich², R.M. Galimzyanov³, V.V. Solovyova⁵

¹Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint Petersburg

²Gazpromneft-Noyabrskneftegazgeofizika, LLC, RF, Noyabrsk

³Gazpromneft-Yamal, LLC, RF, Tyumen

⁴Optomonitoring LLC, RF, Moscow

⁵Gubkin Russian State University of Oil and Gas, RF, Moscow

The possibilities of using distributed remote optical fiber-optic acoustic DAS cable-sensors for horizontal production wells for the purpose of directional seismic-acoustic profiling of sections in the inter-well space had been studied. For the first time, a seismic reaction to the shutdown of neighboring production wells had been recorded using stationary permanent fiber-optic monitoring systems. The conditions for the successful implementation of seismic-acoustic crosswell sounding on the developed oil deposits had been determined.

Keywords: horizontal production wells, seismic-acoustic inter-well sounding, fiber-optic acoustic and temperature distributed permanent monitoring, distributed acoustic sensor (DAS)

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-50-57>

ВВЕДЕНИЕ

Инновационные цифровые технологии, в частности стационарные дистанционные информационно-измерительные системы перманентного долговременного мониторинга, привлекают все большее внимание специалистов для решения задач мониторинга добычи на нефтегазовых промыслах. Особенно актуальным это направле-

ние стало в связи с массовым переходом нефтегазовой промышленности на бурение горизонтальных скважин (ГС) и с их заканчиванием многостадийным гидроразрывом пласта.

Наиболее известными из данного списка технологий являются:

- индикаторные трассерные точно-распределенные мониторинговые системы (типа «Resman» или «Геосплит» [1–2]);

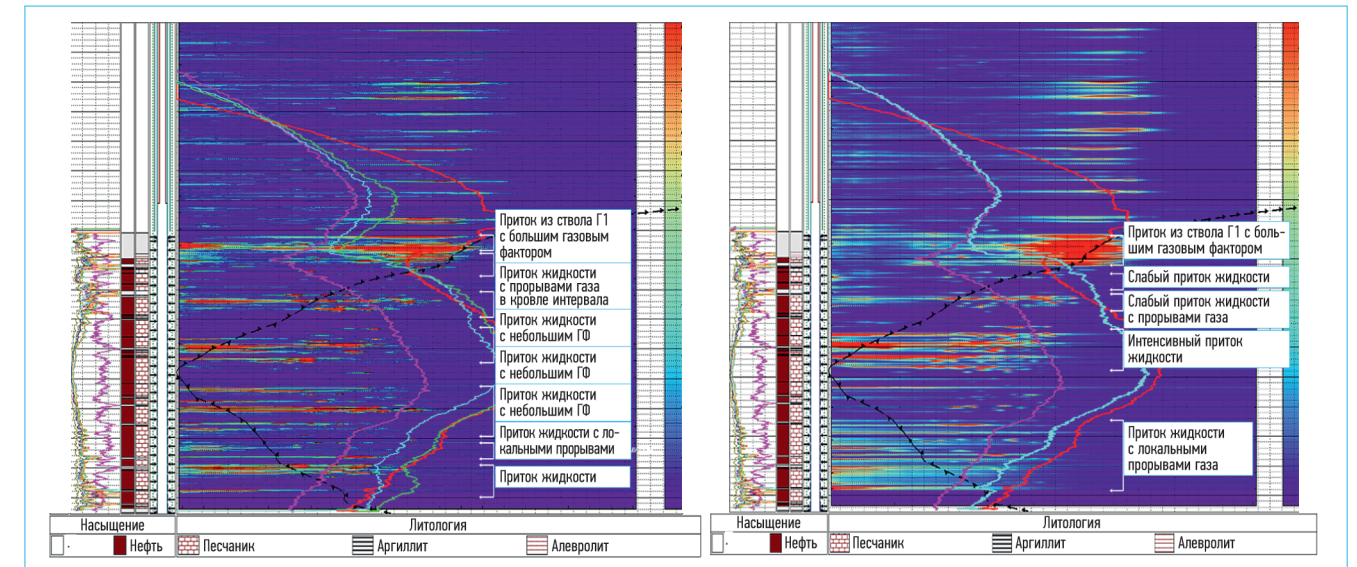


Рис. 1. Примеры планшетов ООО «ОптоМониторинг» с записями DAS-DTS в добывающей фонтанной горизонтальной скважине №**66, полученные в период активной эксплуатации: а) режим фонтанного отбора продукции на штуцере 12 мм; б) то же для штуцера 18 мм. На левых окнах показаны: колонка глубин, записи методов геофизических исследований скважин (ГИС) в открытом стволе, характеристики насыщения и литологии, конструкция ГС. Кривые – записи DTS на разных режимах работы, цветовое поле – запись DAS (панель АЧХ)

- комбинированные точно-распределенные измерительные системы, обладающие возможностью дистанционного управления открытием и закрытием портов (проходных мандрелей) в хвостовике заканчивания ГС (например, электроклапанная система «Tota» [3–4];
- распределенные оптоволоконные системы (OBC) с каналами термического (DTS) и акустического (DAS) on-line непрерывного мониторинга [5].

При этом мониторинговые стационарные измерительные системы на основе оптоволоконных кабель-сенсоров, несмотря на достигнутую степень информативности по термическому полю (данные DTS практически не уступают результатам традиционной скважинной термометрии в комплексах «каротажа продуктивности» PLT/ПГИ), по своей акустической модификации (канал DAS) уступают широко используемому при ПГИ методу спектральной шумометрии (SNL) [5]. Это связано с тем, что частотные и динамические диапазоны оптоволоконных распределенных кабель-сенсоров у DAS составляют первые кГц и первые дБ, а у точечных гидрофонов SNL 60–100 кГц и 100–110 дБ соответственно¹.

В качестве примера информативности современной отечественной оптоволоконной системы (OBC) авторы приводят на **рис. 1** записи каналов DAS–DTS, зафиксированные на двух режимах работы горизонталь-

ной скважины (№**66) месторождения Новый Порт (актив компании «Газпром нефть»). Измерения были выполнены в начале 2020 года, когда скважина активно обрабатывала газо-нефтяной продукцией в режиме фонтанирования. В интервале фильтра горизонтального ствола помимо помех можно видеть высокоамплитудные сигналы (обозначены красным цветом), но только в интервале «пяточной» части фильтра горизонтальной скважины (3020–3100 м) эти сигналы уверенно повторяются на обоих планшетах и совпадают с отрицательной термоаномалией на записях DTS, вызванной притоком в данном месте значительного объема газовой фазы через боковой горизонтальный ствол (конструкция скважины – двуствольная).

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОЛЕВЫХ ИСПЫТАНИЙ ПОКАЗАЛИ ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОПТОВОЛОКОННОГО КАБЕЛЬ-СЕНСОРА DAS В ДИАПАЗОНЕ НИЗКИХ ЧАСТОТ ПРИ ФИКСАЦИИ СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИХ ИМПУЛЬСОВ ДЛЯ СКВАЖИН ГОРИЗОНТАЛЬНОГО ТИПА ЗАКАНЧИВАНИЯ.

В условиях длительного простоя скважины на аналогичных планшетах канала DAS можно наблюдать только фоновое поле с невыразительными флуктуациями (за исключением интервала ствола, непосредственно примыкающего к устью скважины, где могут быть

¹ Согласно заявлениям представителей компании Schlumberger, в ближайшее время на рынке будут представлены образцы комплекса DAS со следующими характеристиками: частотный диапазон – до 10 кГц, динамический диапазон – от 45 до 60 дБ.

активны различные сейсмоакустические помехи, вызванные деятельностью человека на поверхности) (рис. 2, 3). Фоновые записи выполнены на моменты выдержанной статистики для приведенной выше скважины от 03.02.2021 года (21:30) и от 08.03.2021 года (13:00). Однако, если посмотреть на амплитудно-частотный спектр датчика DAS, то становится очевидным, что определенный «резерв» у данного сенсора есть в низкочастотной области, где относительный динамический диапазон заметно выше (убывание его с частотой происходит по экспоненциальному закону). Это, в частности, позволяет сейсмикам использовать оптоволоконные распределенные и точно-распределенные оптоволоконные сенсоры при сейсмопрофилеировании (на морских акваториях зарубежными компаниями). В этой связи возник резонный вопрос: а возможно ли использовать кабель-сенсоры ОВС в низкочастотном (НЧ) акустическом диапазоне (до 100 Гц) для сейсмоакустического профилирования межскважинного пространства (наподобие метода ВСП – вертикального сейсмоакустического профилирования)? Данные измерительные комплексы ОВС постепенно входят в практику применения

на эксплуатационных скважинах в целом ряде зарубежных и отечественных нефтегазовых компаний, в том числе и в упрощенной модификации DAS – в качестве распределенного индикатора акустических шумов в работающих горизонтальных стволах [6]. Авторы не нашли сведений о применении измерительных систем DAS с целью сейсмического профилирования на объектах суши, поэтому в условиях, когда на одной из добывающих горизонтальных скважин (№**66, рис. 1), находящейся в длительном вынужденном простое (более 3-х месяцев), потребовалось в начале 2021 года выполнить межскважинное гидропрослушивание способом поочередной остановки соседних горизонтальных добывающих скважин (№**05 и №**65), то было принято решение дополнительно изучить поведение записей канала DAS в моменты остановки указанных удаленных скважин. Предполагалось, что остановка работы соседних высокодебитных скважин приведет к появлению эффектов «гидроудара». На момент эксперимента скв. №**66 была оборудована комплексом оптоволоконных измерителей DTS-DAS, в составе которого имелся точечный индикатор давления, выполненный на основе решетки Брэгга.

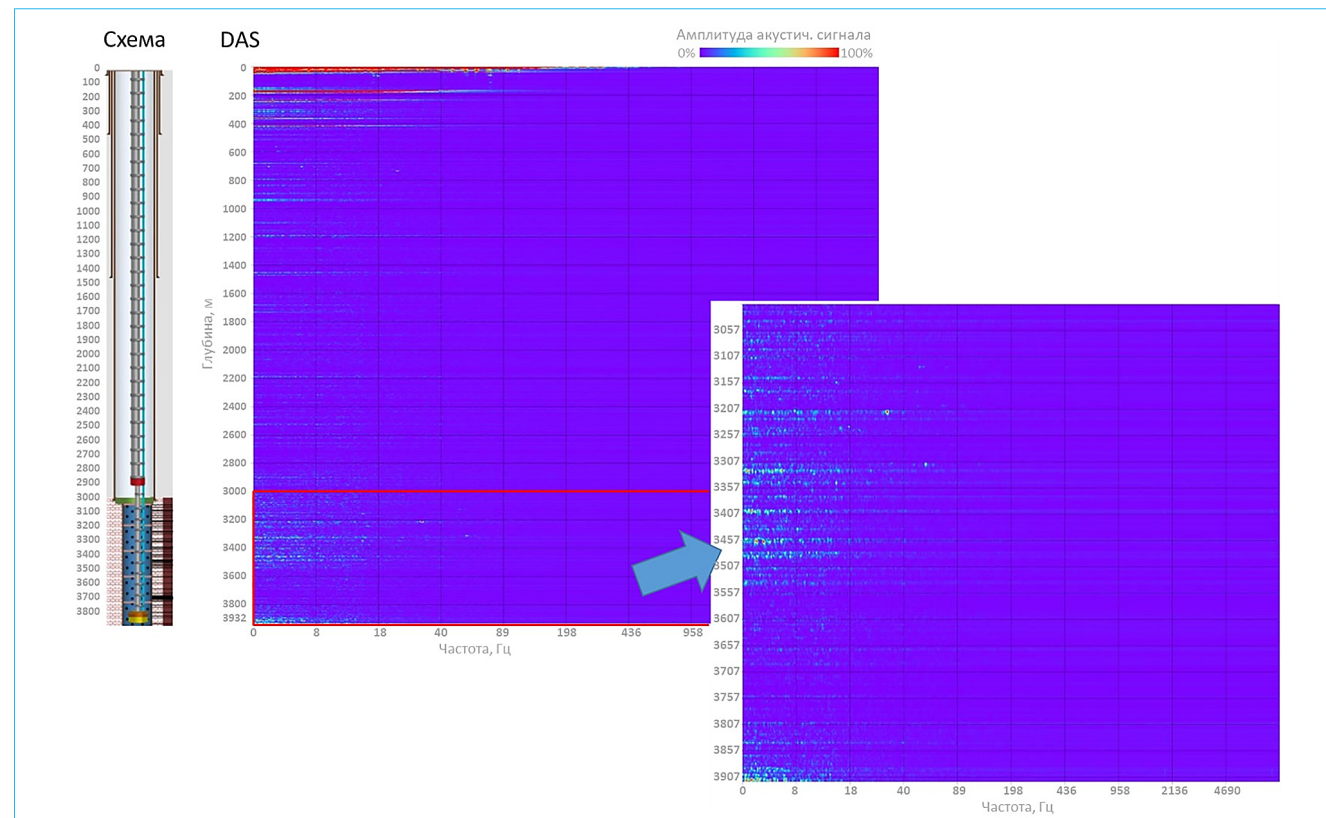


Рис. 2. Пример фоновых записей акустического мониторинга DAS в добывающей фонтанной горизонтальной скважине №**66, полученных в период длительной остановки скважины, а также в условиях стабильной эксплуатации соседних добывающих скважин. В красной рамке выделен интервал записи в фильтре горизонтальной скважины (ГС), он же показан в правом окне в увеличенном виде; в левом окне – схема с конструкцией скважины, внизу дополнительно показаны свойства коллектора в зоне горизонтального окончания скважины – колонки насыщения и литологии. Материал ООО «ОптоМониторинг»

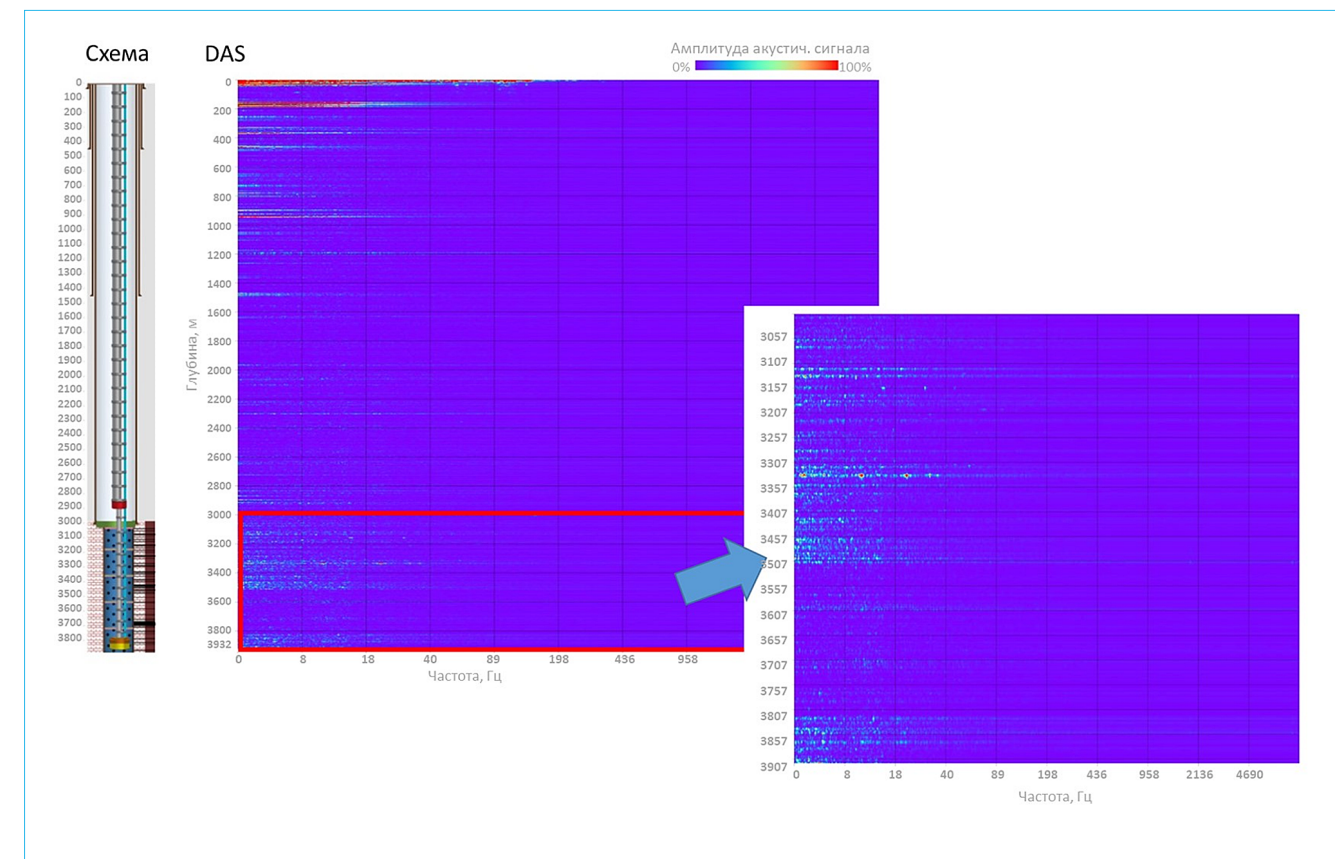


Рис. 3. Пример фоновых записей акустического мониторинга DAS в добывающей фонтанной горизонтальной скважине №**66, полученные в период длительной остановки скважины, а также в условиях стабильной эксплуатации соседних добывающих скважин (после остановки одной из скважин №**05 прошло более месяца). Материал ООО «ОптоМониторинг»

ЗАДАЧА ПОЛЕВОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

В случае фиксации характерной реакции канала сейсмоакустического мониторинга с учетом априорно известной расчлененности дренируемого пласта предполагалось оценить степень коррелируемости полученных на записи DAS амплитудных импульсов в зонах пластопересечений траектории ствола ГС с более плотными толщами в разрезе (по данным исходной геологической модели для данного участка залежи). Актуальность такой задачи связана с тем, что в геологической модели, а также при планировании бурения новых горизонтальных скважин часто недооцениваются риски влияния трещиноватых плотных прослоев, приводящих к опережающему обводнению добывающих скважин, поэтому их предварительная идентификация очень важна [7]. Кроме того, исследование межскважинного пространства одновременно двумя или более методами (в обсуждаемом эксперименте гидродинамическое прослушивание

(ГДП) и сейсмоакустическое профилирование) редко по причине дополнительных затрат. Но в связи с тем, что на скв. №**66 система была встроена в скважину два года ранее с совершенно иной целью², при этом сохраняла свою работоспособность на протяжении всего периода удаленного мониторинга, появилась возможность измерения сейсмоакустических параметров в приемном скважинном устройстве DAS. Учитывая, что записи DAS сохранялись на сервере с периодичностью осреднения в 10 минут и были доступны пользователям через специальный интернет-портал, разработанный специалистами ООО «ОптоМониторинг»), можно было провести анализ данных (в том числе полученных ранее). Как уже было отмечено, в долго простаивающей реагирующей скважине №**66 помимо непрерывного измерения забойного давления (по принятой недропользователем программе ГДП) длительное время оценивался фон естественных геоакустических шумов (рис. 2, 3). В качестве источников

² Первоначальной целью долговременного геомониторинга в скважинах, оборудованных ОВС, было наблюдение и фиксация возможных прорывов газа из газовой шапки, куда ведется постоянная закачка утилизируемого на месторождении попутного газа (основной продукцией актива являлась нефть из оторочки).

возбуждения как сейсмических волн, так и распространения гидравлического возмущения в поровом пространстве пласта были использованы остановки и последующие запуски соседних добывающих горизонтальных скважин (№**05 и №**65), с той разницей, что сейсмоакустическое воздействие на оптоволоконный кабель-сенсор наблюдалось «практически мгновенно» (дискретность замера составляла 10 минут), а реакции по методу ГДП (в виде изменения трендов забойного давления) приходилось ожидать от 10 до 15 суток (расстояния до скважин составляло 250 и 320 м соответственно) (рис. 4). К сожалению, точечный оптоволоконный датчик давления, использовавшийся в измерениях ГДП в реагирующей скважине, имел невысокую точность, т.к. был резервным по своему назначению, кроме того, весь период измерений за счет закачки газа в залежь параллельно монотонно поднималось пластовое давление. По этой причине мы можем видеть на записи забойного давления (рис. 4) значительные флуктуации (до 1 атм), а сами моменты реакции записи давления на остановки соседних скважин достаточно размыты (хотя наличие информативных «переломов» трендов не вызывает сомнений).

РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫПОЛНЕННОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

Теперь обратимся к зафиксированным в скважине №**66 результатам реакции по каналу DAS на обе остановки скважин (№**05 – 03.02.2021 года в 21:40 и №**65 – 08.03.2021 в 13:10) – высокоамплитудные сейсмоакустические аномалии (красные полосы) достаточно хорошо проявились (рис. 5, 6). Отметим, что ни до, ни после этих времен на записях аппаратуры DAS в долго простаивающей скважине ничего подобного не фиксировалось (фоновые планшеты были подобны показаниям на рис. 2, 3). Еще одна соседняя скважина №**56 весь период исследований стабильно работала и не могла влиять на показания DAS. Зафиксированный эффект после остановки первой скважины (рис. 5) выглядит более значимым (красных амплитуд больше), чем от остановки второй скважины (рис. 6). Это, скорее всего, связано с тем, что дебит скважины №**05 был в 1,5 раза больше, чем у скважины №**65 (рис. 4, нижний график), а межскважинное расстояние в 1,5 раза меньше. Отметим также, что повторные последовательные (с разницей в 1 сутки) запуски

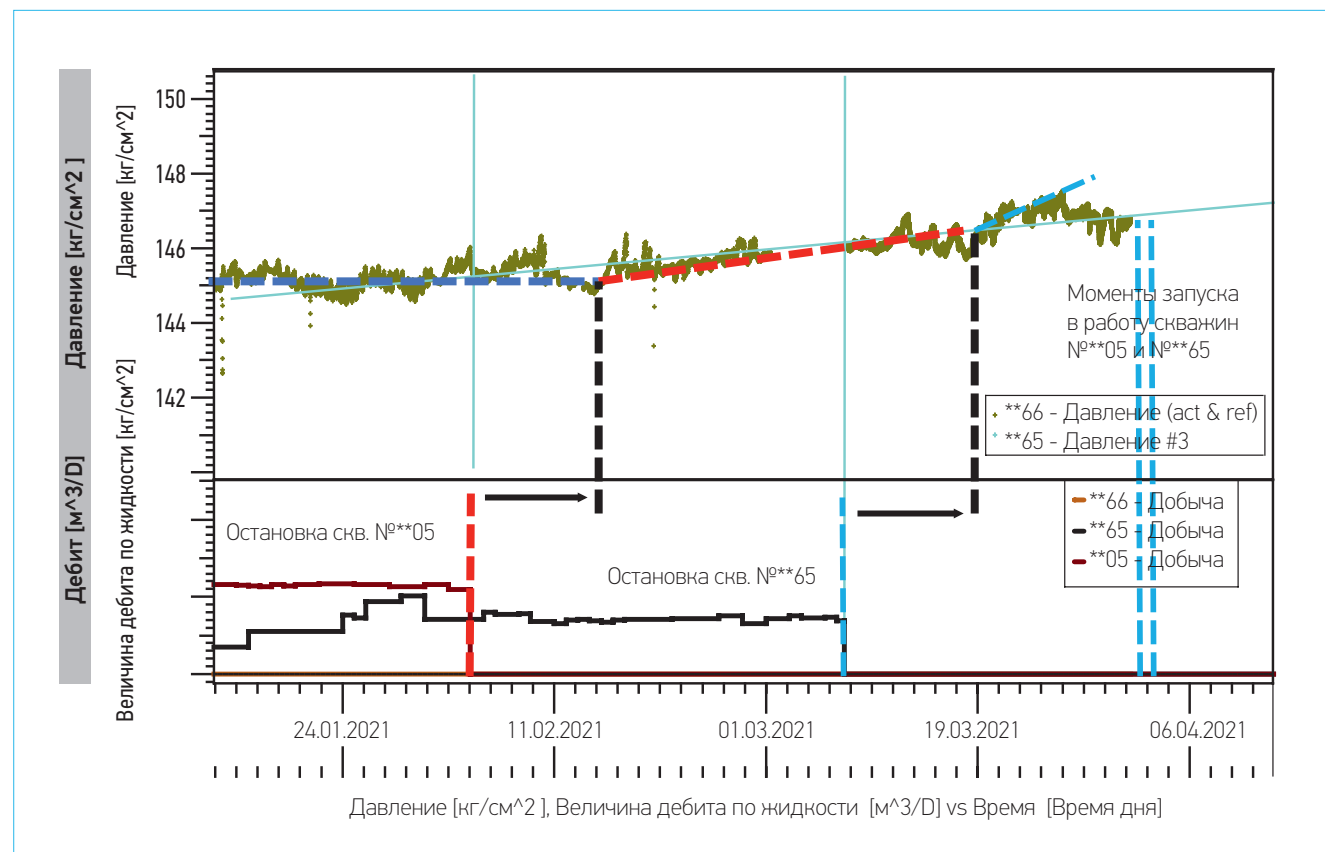


Рис. 4. Кривая изменения забойного давления в реагирующей горизонтальной скважине №**66 в период проведения мероприятий по гидропрослушиванию (верхняя часть графика); в нижней части графика – кривые изменения дебитов соседних скважин; вертикальные пунктирные линии – моменты времени, характеризующие остановки и повторные запуски задающих скважин №**05 и №**65; горизонтальные стрелки – время реакции прихода гидродинамического импульса при проведении ГДП. Материал «Газпромнефть-ННГФ»

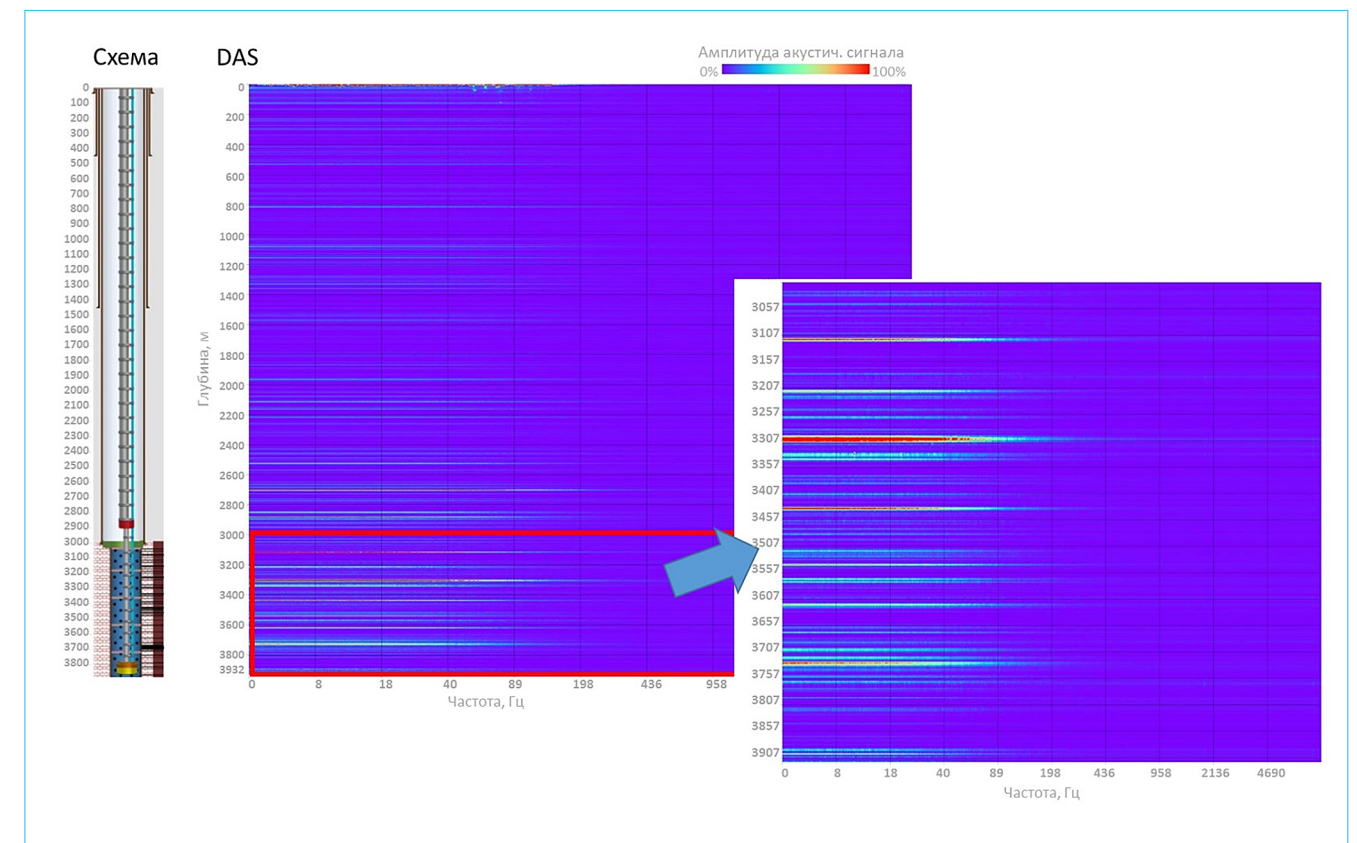


Рис. 5. Сейсмическая реакция, зафиксированная 03.02.2021 в добывающей фонтанной горизонтальной скважине №**66 по каналу акустического мониторинга DAS, в момент остановки соседней скважины №**05; в правом окне – увеличенный фрагмент – обозначенный на основном поле красной рамкой (интервал горизонтального заканчивания ГС). Материалы ООО «ОптоМониторинг»

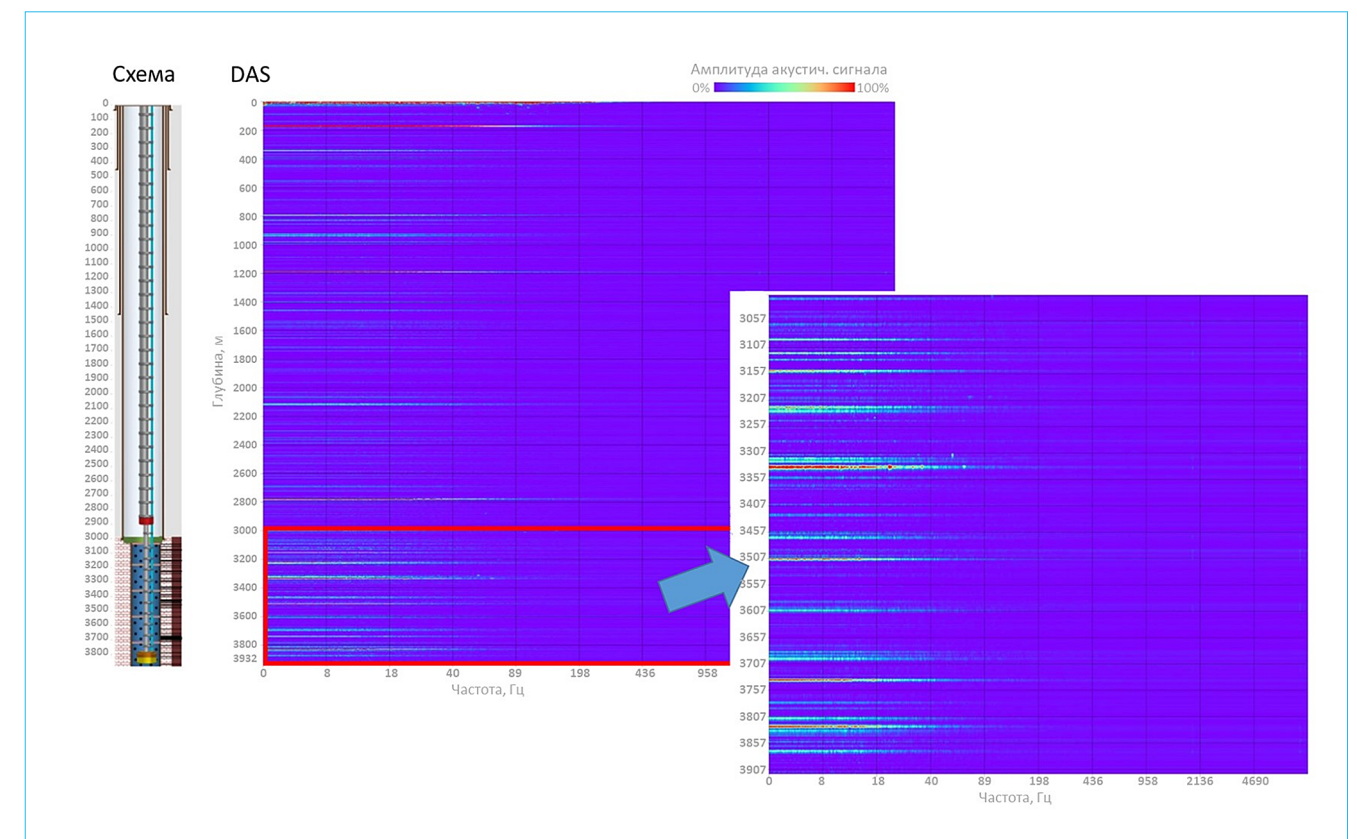


Рис. 6. Сейсмическая реакция, зафиксированная 08.03.2021 в добывающей фонтанной горизонтальной скважине №**66 по каналу акустического мониторинга DAS, в момент остановки соседней скважины №**65; в правом окне – увеличенный фрагмент – обозначенный на основном поле красной рамкой (интервал горизонтального заканчивания ГС). Материалы ООО «ОптоМониторинг»

в работу перечисленных соседних скважин (в апреле 2021 года) дали значительно меньшие (хотя и различные) эффекты по реакции на сейсмоакустический импульс.

Авторы предполагают следующие причины: «вывод скважины на режим» – значительно более длительный процесс (особенно если учесть тот факт, что конструктивно соседние скважины были многоствольными, а значит имели обширную область дренирования), чем условный «гидроудар» при резкой остановке работающей скважины:

- эффекты все же были отмечены, но преимущественно в точках траектории ствола, где конструктивно имелось много металла (пакер хвостовика заканчивания ГС и переходная муфта между лифтовыми трубами, использованными для «доставки» кабель-сенсора ОВС в носок ствола ГС);
- состояние стабильной статики реагирующей скважины №**66 во время эксперимента контролировалось как на устье и по замеру забойного давления, так и по непрерывным замерам распре-

ленной оптоволоконной термометрии (канал DTS с высоким временным разрешением), где каких-либо локальных термоаномалий не фиксировалось в течение всего периода наблюдения проста скважины в 2021 году.

Важно отметить, что согласно ранее построенной геологической модели пласта траектория основного ствола («ГС2») реагирующей двуствольной скважины в зоне горизонтального вскрытия продуктивного пласта (рис. 7а–г) имела несколько явных пластопресечений с уплотненными прослоями (в разрезе на рис. 7г они показаны более темными полосами).

Логично предположить, что при проведении сейсмоакустического профилирования сигналы должны были в первую очередь и в максимальной степени проявиться именно в данных зонах с уплотненным коллектором, что, собственно, и наблюдается (табл.). Незначительное расхождение может быть объяснено как погрешностями в фиксации глубинных точек на исходных записях DAS, так и вероятными неточностями в положении толщин в самой модели.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный авторами полевой эксперимент по оценке возможностей фиксации сейсмоакустических импульсов на распределенном оптоволоконном сенсоре DAS в диапазоне низких частот показал, что очевидная перспектива у такого рода мероприятий сейсмического профилирования имеется, и именно для скважин горизонтального типа заканчивания. При определенных условиях широко внедряемые в настоящее время в качестве инструментальных средств on-line мониторинга на эксплуатационных нефтегазовых объектах ОВС можно использовать и в практике геологоразведочных детализаций, например для уточнения геологических моделей расчетных коллекторов, особенно если для этой цели задействовать не использованный авторами эффекты от межскважинных взаимодействий, а специальные источники возбуждения сейма импульсов (вибраторы или источники на основе взрывчатых веществ). Фактически это означает, что мониторинговые акустические системы DAS могут иметь двойное назначение в практике работ на нефтегазовых месторождениях.

Таблица. Сопоставление сейсмоакустических сигналов, зафиксированных по каналу DAS в скважине №**66 в момент остановки соседних скважин, с пластопресечениями траектории горизонтального ствола ГС2 и уплотненных прослоев

Отклики DAS 03.02.2021 года на остановку соседней скважины №**05 (интервалы с зафиксированными аномалиями на DAS, м)	Отклики DAS 08.03.2021 года на остановку соседней скважины №**65 (интервалы с зафиксированными аномалиями на DAS, м)	Пластопресечения траектории скважины №**66 с уплотненными пропластками (интервалы (м), определенные по данным ГИС и по геологической модели)
3115	3110–3120	3100–3140
	3155	3160–3170
3215–3230	3215–3235	3240–3250
3305–3310	3315–3340	3310–3320
3340		
		3370–3410
3440	3465	3420–3440
3520–3545	3510	3500–3540
3570–3580		3590–3610
3610–3620	3610	
3705	3690–3700	3700–3750
3730–3740	3740	
	3815–3840	3820–3870
	3870	
3900		3900–3930
Жирным шрифтом выделены интервалы с наибольшими амплитудами сигнала канала DAS в НЧ области		Жирным шрифтом выделены наиболее четко коррелируемые в разрезе интервалы

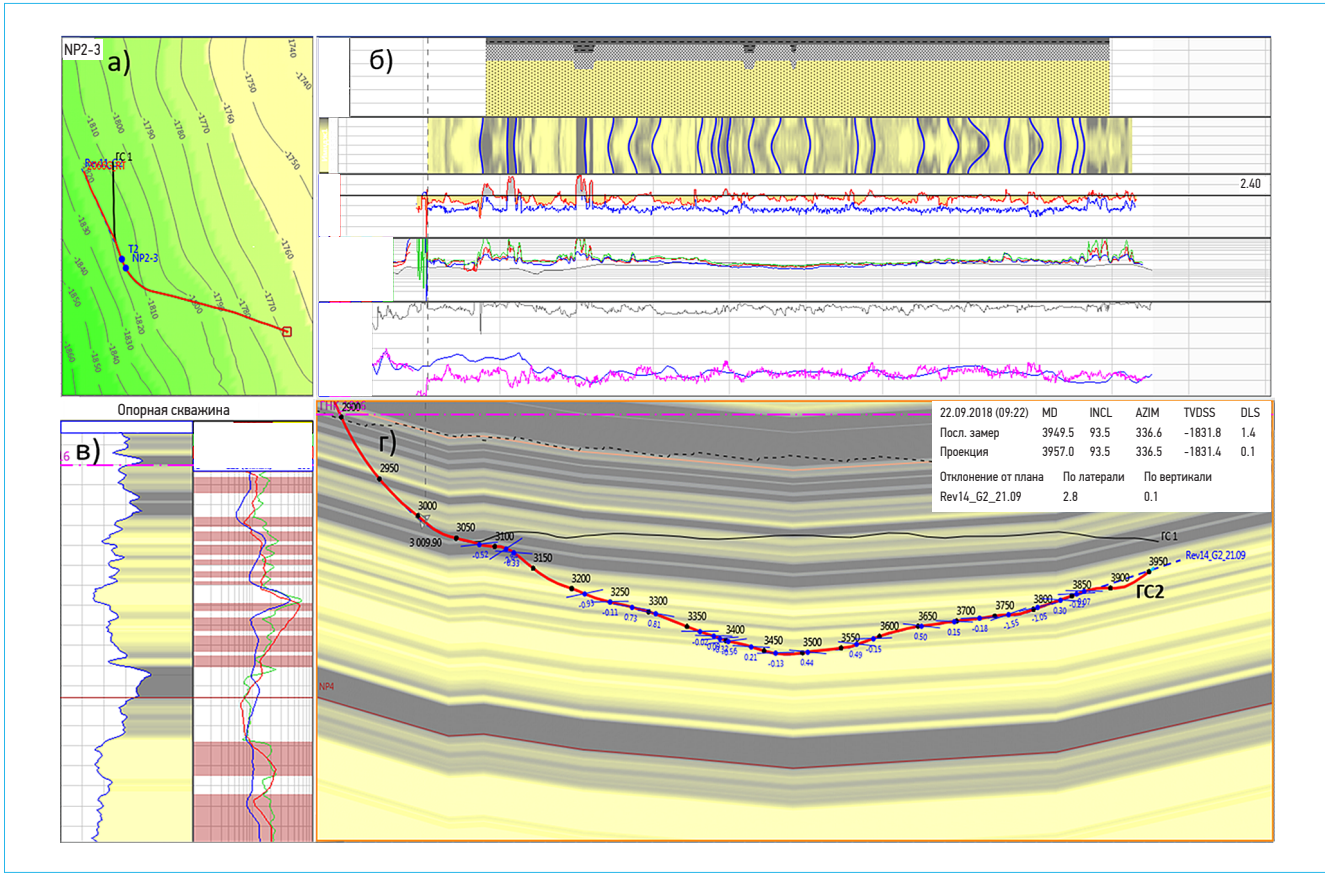


Рис. 7. Дополнительная информация о горизонтальной скважине №**66: а) траектория ГС – вид сверху; б) планшеты с кривыми методов ГИС, полученные при бурении данной ГС; в) колонка глубин, записи гамма-каротаж и градиент зондов электрического каротажника вдоль разреза залежи, полученные в ближайшей разведочной вертикальной скважине; г) траектории в разрезе основного (ГС2) и дублирующего (ГС1) горизонтальных стволов двуствольной скважины №**66.

Материалы «Газпромнефть-Ямала»

Список литературы

1. Бузин П.В., Буянов А.В., Лысова Д.А. др. Методика поиска оптимального цикла отбора проб пластового флюида для повышения достоверности результатов оценки профиля притока. // SPE-202045-RU.
2. Овчинников К.Н., Потапова Е.В., Малайко Е.А. и др. Динамический мониторинг притока в горизонтальных скважинах с многостадийным МГРП в условиях коллекторов баженновской свиты. // SPE-202042-RU.
3. Вахитов И.Д., Абдрахманов Г.С., Тахаутдинов Ш.Ф. и др. Управляемая эксплуатация секций горизонтального ствола скважины. // Нефтяное хозяйство. – 2013. – 07. – С. 26–27.
4. Бирюков Д.Ю., Абдрахманов Г.С., Ахмадишин Ф.Ф. др. Регулируемый отбор нефти и воды по всей длине горизонтального ствола. // Материалы международной научно-практической конференции «Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений», 6–7.09.2017.
5. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Монография в двух томах: 1) Основы гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи. – М. – Ижевск : ИКИ, 2020. – 660 с.; 2) Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. – М. – Ижевск : ИКИ, 2020. – 755 с.
6. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С. и др. Опыт применения распределенной оптоволоконной термометрии при мониторинге эксплуатационных скважин в компании «Газпром нефть». PRONEFT. – №3(5). – 2017. – С. 55–64.
7. Ипатов А.И., Жуковская Е.А., Хасанов М.М., др. Особенности разработки нефтяных залежей, осложненных высокопроводящими прослоями // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №12. – С. 38–43.

References

1. Buzin P.V., Buyanov A.V., Lysova D.A., etc. A method for finding the optimal cycle of reservoir fluid sampling to improve the reliability of the results of the assessment of the inflow profile. SPE-202045-RU. (In Russ.)
2. Ovchinnikov K.N., Potapova E.V., Malyavko E.A., etc. Dynamic monitoring of the inflow in horizontal wells with high-stage MGRP in the conditions of reservoirs of the Bazhenov formation. SPE-202042-RU. (In Russ.)
3. Vakhitov I. D., Abdrakhmanov G.S., Takhautdinovsh. F., etc. Controlled operation of sections of the horizontal wellbore. "Oil industry", 2013, 07, pp. 26–27. (In Russ.)
4. Biryukov D.Yu., Abdrakhmanov G.S., Akhmadishin F.F., etc. Adjustable oil and water extraction along the entire length of the horizontal shaft. Materials of the international scientific and practical conference "Horizontal wells and hydraulic fracturing in improving the efficiency of oil field development", 6–7.09.2017 (In Russ.)
5. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. Application of field development surveillance to optimize the development of oil and gas fields: Part 1 - Fundamentals of reservoir development surveillance and production monitoring; Part - 2. The role of well testing and production logging in reservoir development. Moscow, Izhevsk: IKI, 2020 (In Russ.)
6. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Kaeshkov I.S., and others Experience in the application of distributed fiber optic thermometry for monitoring wells in the company "Gazprom Neft". PRONEFT, 2017, №3(5), pp. 55–64. (In Russ.)
7. Ipatov A.I., Zhukovskaya E.A., Khasanov M.M., etc. Features of the development of oil deposits complicated by highly conductive layers. "Oil industry". 2019, no.12, pp. 38–43. (In Russ.)

КЛЮЧЕВЫЕ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ КОНЦЕПЦИИ РАЗРАБОТКИ И ПОДХОДЫ К ИХ СНЯТИЮ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА Ю₁ ЗАПАДНО-ТАРКОСАЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

© Коллектив авторов,
2021

С.А. Андронов¹, Е.А. Горенкова¹, Д.А. Ищук², И.А. Максименко¹

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

²ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Электронный адрес: Gorenkova.EA@gazpromneft-ntc.ru

В статье представлен опыт реализации проекта разработки нефтяной залежи пласта Ю₁ Западно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения. Рассмотрены ключевые особенности геологического строения и параметров разработки, выявлены основные проблемы и пути их решения, а также представлены полученные результаты геологического и гидродинамического моделирования и адаптации моделей.

Ключевые слова: Западная Сибирь, Западно-Таркосалинское нефтегазоконденсатное месторождение, юрские отложения, околокритическое состояние флюида, аномально высокое пластовое давление

UNCERTAINTIES OF THE DEVELOPMENT CONCEPT AND APPROACHES TO THEIR REMOVAL USING THE EXAMPLE OF THE U1 RESERVOIRS OF THE ZAPADNO-TARKOSALINSKY FIELD

S.A. Andronov¹, E.A. Gorenkova¹, D.A. Ichuk², I.A. Maksimenko¹

¹Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint Petersburg

²Gazpromneft Zapolyarie LLC, RF, Tyumen

The article presents the experience of implementation of the oil deposit development project for U1 reservoirs of the Zapadno-Tarkosalinsky oil and gas condensate field. Key features of geological structure and development parameters are considered, also the main problems and ways of their solution are revealed, as well as the obtained results of geological and hydrodynamic modeling and adaptation of models are presented.

Keywords: West-Siberia, Zapadno-Tarkosalinsky oil and gas condensate field, Jurassic deposits, near-critical fluid state, abnormally high formation pressure

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-58-66>

ВВЕДЕНИЕ

Западно-Таркосалинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в Пуровском районе ЯНАО. Месторождение многопластовое и характеризуется сложным геологическим строением. Целевой интервал – терригенные отложения пласта Ю₁. Ключевыми неопределенностями проекта являются уровень водонефтяного контакта (ВНК) и фазовое состояние флюида. Помимо этих факторов на Западно-Таркосалинском НГКМ отмечается аномально высокое пластовое давление (АВПД) в продуктивном горизонте и сложное структурно-тектоническое строение с большим количеством разрывных нарушений. Освоение нефтяной части месторождения, в частности пласта Ю₁, началось в 2018 году.

В рамках выполнения программы опытно-промышленной разработки в период 2018–2020 годов:

- выполнено переиспытание разведочной скважины 2R с проведением ПГИ;
- пробурены пять двуствольных скважин (три с пилотным стволом), две трехствольные скважины (одна с пилотным стволом) и три одноствольные горизонтальные скважины;
- проведены гидродинамические исследования (ГДИС) в четырех эксплуатационных скважинах;
- выполнены исследования методом гидродинамического каротажа (ГДК) в двух пилотных стволах скважин 9PL и 7PL;
- выполнены исследования методом опробования пластов приборами на кабеле (ОПК) в пилотном стволе скважины 7PL;

- отобраны пробы пластовых флюидов.
- На основе новой геолого-геофизической информации обновлена концептуальная геологическая и гидродинамическая модели с последующей адаптацией на результаты освоения новых эксплуатационных скважин.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

К особенностям геологического строения относится осложненность района разломной тектоники. Вся территория Надым-Пурской и Пур-Тазовской синеклиз Западно-Сибирской плиты подвержена интенсивным тектоническим деформациям сдвиговой природы. Горизонтальные сдвиги фундамента выражены в осадочном чехле кулисообразно построенными системами сбросов и взбросов, фиксирующих шовные зоны горизонтальных сдвигов фундамента. Разрывные нарушения достигают различных стратиграфических уровней, высота проникновения характеризует интенсивность тектонических деформаций в фундаменте. Амплитуда и полярность раз-

ломов меняется по глубине. На современном этапе, после снятия горизонтальных напряжений, кулисообразные разломы, вероятно, формируют барьеры проницаемости [1]. В пределах Западно-Таркосалинского лицензионного участка (ЛУ) картируется множество амплитудных оперяющих разломов (сбросовая система), ограничивающих кулисообразные складки. На основе комплексного анализа положения разломов и отражающих горизонтов на разрезе установлено левостороннее направление сдвиговых нарушений. На рис. 1 приведена интерпретация траекторий сдвиговых деформаций. На сейсмических данных в интервале отражающего горизонта Ю₁ не прослеживаются предполагаемые линии дизъюнктивных нарушений, которые отделяют гидродинамически изолированный блок на севере залежи, наличие которого подтверждено данными бурения.

До бурения эксплуатационного фонда выделение разрывного нарушения, разделяющего залежь на блоки, основывалось на геометрии

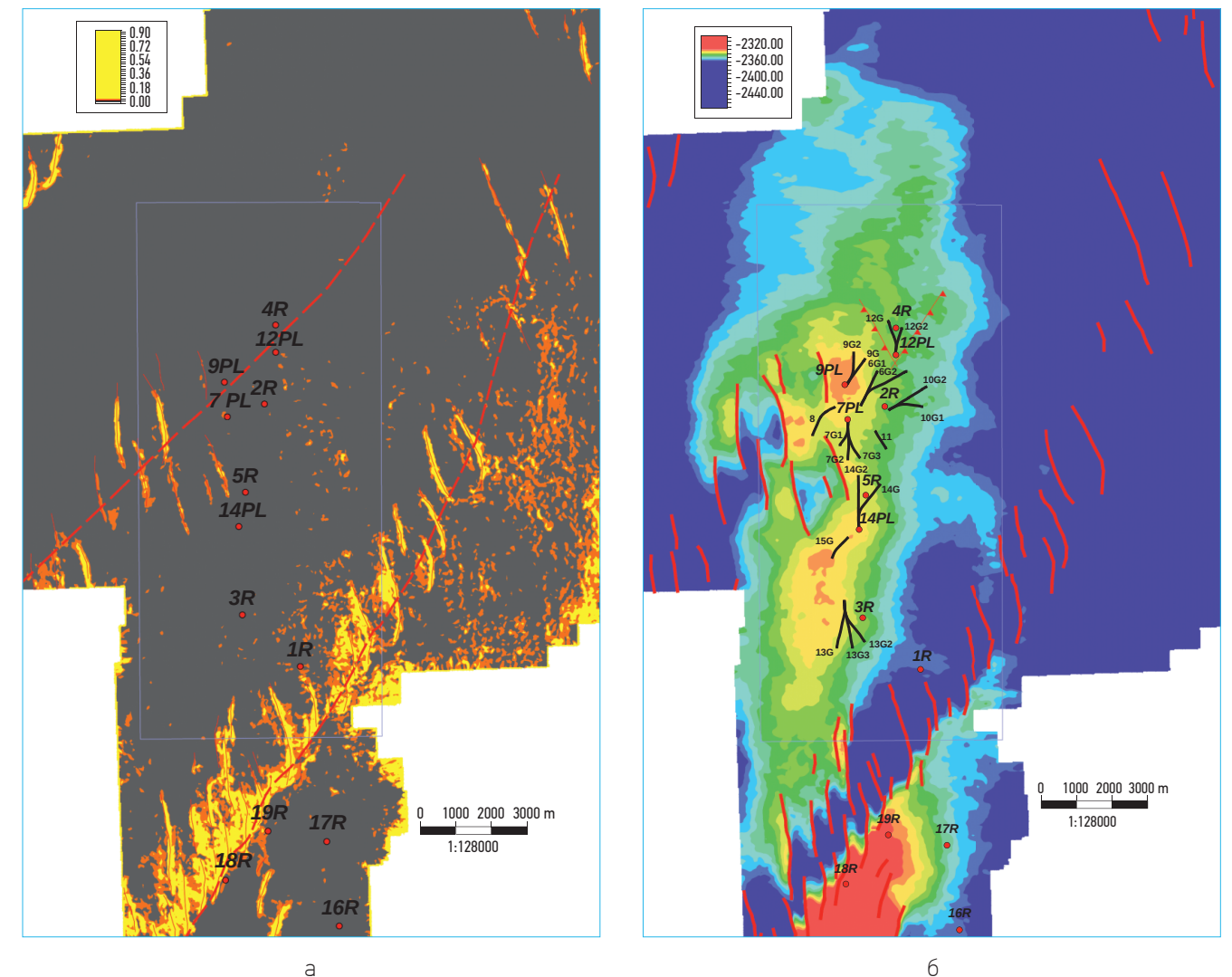


Рис. 1. а – карта когерентности ОГ Ю₁; б – карта изохрон ОГ Ю₁

разломов – сколов Риделя. Блок скв. 4R отделялся предполагаемой непроницаемой линией сдвига (пунктирная красная линия на **рис. 1а**), секущей оперяющие кулисообразные разломы, конфигурация которых фиксируется по сейсмическим данным. На нескольких месторождениях-аналогах, таких как Еты-Пуровское и Ярайнерское, отмечаются экранирующие свойства подобных сдвигов в осадочном чехле. В процессе бурения новых эксплуатационных скважин наличие предполагаемого непроницаемого барьера в районе скв. 9 не подтвердилось. В проходках горизонтальных скважин не отмечаются аномалии на каротажных кривых, а также отсутствуют поглощения бурового раствора. При этом пилотный ствол скв. 12, пробуренный на севере залежи между скважинами 4R и 9, подтвердил отсутствие гидродинамической связи между блоками (**рис. 1б**).

КЛЮЧЕВЫЕ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПЛАСТА Ю₁ (ВНК, ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ ФЛЮИДА) В УСЛОВИЯХ АВПД И СЛОЖНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ УТОЧНЕНЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БУРЕНИЯ, ФАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ СКВАЖИН И ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.

Для обоснования различных уровней ВНК были рассмотрены две равновероятные теории. Согласно первой теории разные уровни флюидальных контактов могут объясняться наличием нескольких несообщающихся песчаных тел. Отложения пласта Ю₁ (васюганская свита) формировались в условиях постепенной неравномерной трансгрессии моря. По результатам анализа керна и ГИС отложения пласта Ю₁ следует отнести к фации берегового бара, сформированного в пределах мелководного шельфа. Данные отложения характеризуются увеличением зернистости вверх по разрезу и преимущественно однородно-песчаным составом. При анализе каротажных диаграмм и литологий видны литологические границы, которые могут указывать на надстраивание нескольких песчаных тел/баров, которые в керне диагностируются резкой сменой гранулометрического состава, что также может свидетельствовать о том, что на площади, скорее всего, будет развиваться не одно песчаное тело. Определение положения латеральных границ при редкой сетке скважин возможно только с привлечением данных 3D-сейсморазведки. На карте сейсмических атрибутов однозначно выделить тела затруднительно из-за влияния отложений баженовской свиты на отражающий горизонт Ю₁. Поскольку

в пробуренных скважинах в разрезе не прослеживается мощная выдержанная глинистая перемычка, способная изолировать надстроенные баровые тела и исключить гидродинамическую связь, данная теория не использовалась в дальнейшем при обосновании флюидальных контактов. При анализе карт сейсмических атрибутов нижележащих горизонтов в зоне интереса выявлены признаки дуплексных оперяющих разломов, которые являются продолжением установленной сбросовой системы. Согласно второй теории, амплитуда этих разломов затухает в интервале пласта Ю₁, из-за чего на картах атрибутов и в разрезах отсутствуют признаки разрывных нарушений. На **рис. 2а** представлена карта атрибута Variance по нижележащему горизонту с выделенными разрывными нарушениями в северной части залежи, на **рис. 2б** – разрез по линии SW-NE. Если предположить, что система разломов продолжается в интервал Ю₁, то в северной части залежи возможно выделить систему малоамплитудных разрывных нарушений, соосных картируемому разлому на нижележащих горизонтах.

БУРЕНИЕ В УСЛОВИЯХ АВПД

На Западно-Таркосалинском месторождении в целом по разрезу величина пластового давления постепенно увеличивается с глубиной, за исключением ачимовских и юрских отложений, характеризующихся АВПД, которое может быть связано с крупным тектоническим нарушением – Уренгойско-Колтогорским грабен-рифтом. Коэффициент аномальности пластового давления составляет 1,50, что является осложняющим фактором при разработке рассматриваемого объекта Ю₁. В подобных условиях могут возникнуть осложнения в виде газонефтеводопроявления при вскрытии пластов с АВПД на недостаточном удельном весе бурового раствора, недоспуск секций обсадных колонн до проектных глубин, а также возможные обрушения ствола скважины [2]. Для решения задач, связанных со вскрытием пластов с АВПД, и подбора оптимальных параметров бурения, таких как плотность бурового раствора, глубина спуска обсадной колонны и интервалы нестабильности, была построена одномерная геомеханическая модель. На основе расчетов с целью обеспечения безаварийного бурения в условиях АВПД башмак эксплуатационной колонны устанавливался над кровлей ачимовских отложений, угол входа в целевой пласт составлял примерно 70 градусов.

При таком высоком угле наклона возникает очевидный риск механического прихвата при проведении исследований ГДК–ОПК, в связи с чем в пилотном стволе скв. 9 не удалось провести запланированное исследование ОПК. Во втором пилотном стволе скв. 7 с меньшим наклоном было проведено опробование и получен приток нефти, отобрано 2 пробы, но в ходе опробования также произошел прихват компоновки (предполагаемо дифференциальный), в связи с чем было решено завершить исследование после ликвидации прихвата. Исследования методом ОПК для снятия неопределенностей ВНК в осложненных геологических условиях оказались неэффективными, и однозначно определить ВНК по результатам всех исследований в новых скважинах не удалось.

НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ ПОЛОЖЕНИЯ ВНК

Ключевой геологической неопределенностью рассматриваемого объекта является уровень водонефтяного контакта.

На старте проекта в 2015 году было пробурено 5 разведочных скважин. На основе результатов интерпретации ГИС уровень ВНК принят на абсолютной отметке (АО) –3105 м в основном блоке и на АО –3116 м в северном блоке. Граничные значения УЭС для определения типа флюида получены по результатам исследований относительных фазовых проницаемостей. Далее по уравнению Арчи-Дахнова выражены через критические значения K_v^* – водонасыщенность, при которой в потоке появляется подвижная вода и K_v^{**} – водонасыщенность, при которой поток состоит только из подвижной воды. Для пласта Ю₁ критическое значение УЭС составляет 8,2 Ом·м и зона неоднозначного насыщения в пределах от 7,7 до 8,2 Ом·м. Значения УЭС близки, что может привести к ошибке в определении характера насыщения. Для пласта Ю₁ критическое значение УЭС составляет 8,2 Ом·м и зона неоднозначного насыщения в пределах от 7,7 до 8,2 Ом·м. Стоит отметить, что вода по испытанию получена лишь в одной скважине, при этом в притоке также получен растворенный в пластовых

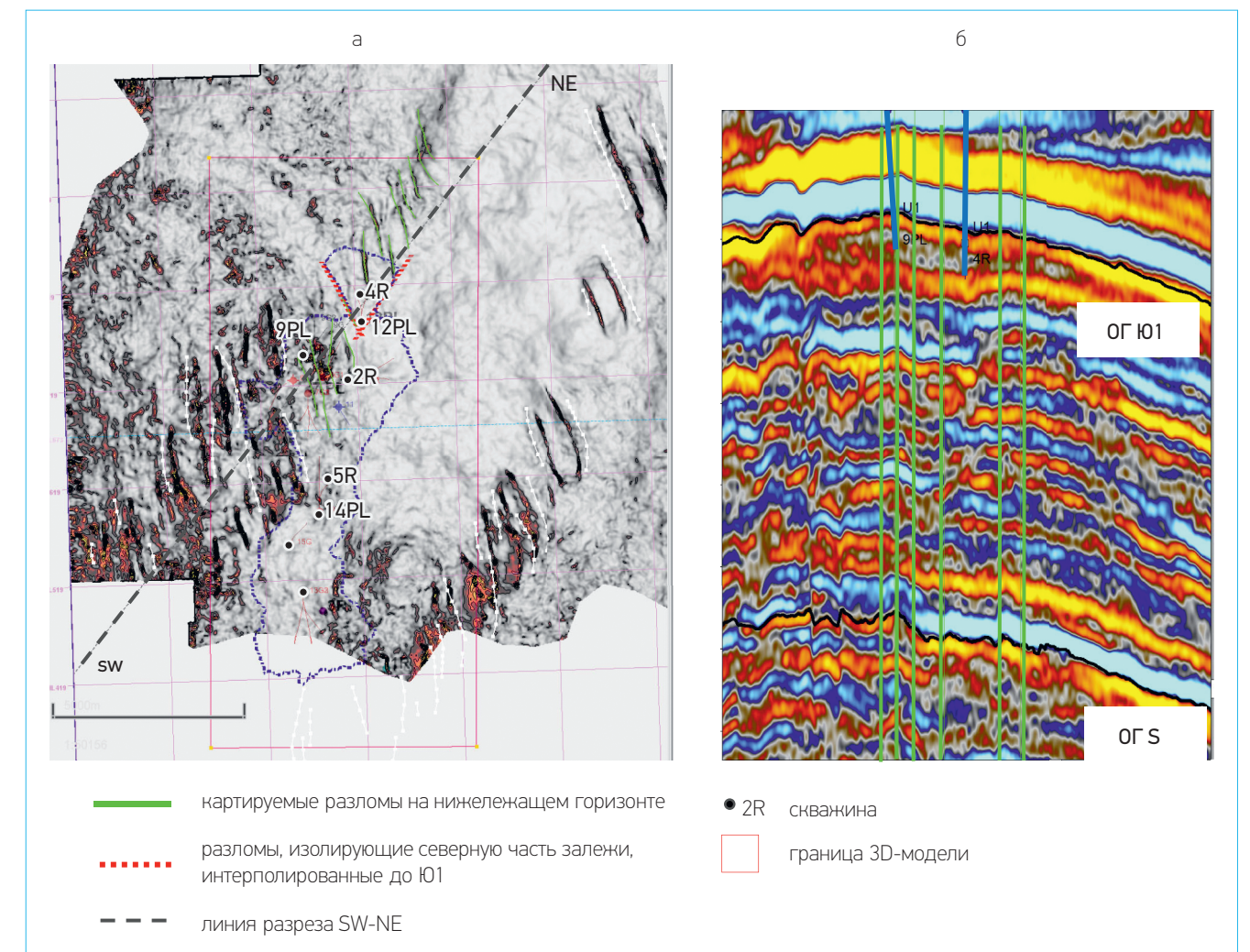


Рис. 2. Карта сейсмического атрибута Variance по нижележащему ОГ S и разрез по линии SW-NE

условиях газ и пленка нефти. Из-за малой вы-
борки считаем, что необходимо дальнейшее
изучение граничных значений водонасы-
щенности и УЭС при определении характера
насыщения. При отсутствии нового керна во-
прос определения «истинного» УЭС породы
и соответствующего характера насыщения
пласта возможно доизучить по материалам
каротажа скважин и геохимической модели
пласта. Подобная методика описана в работе
И. А. Мельника [3].

Основную неопределенность на текущий
момент представляет уровень ВНК в районе
основной залежи, так как положение флюи-
дального контакта северного блока в районе
разведочной скважины 4R подтвердилось
по результатам бурения пилотного ствола
12PL, где ВНК по результатам ГИС отмечает-
ся на уровне –3115 м. На **рис. 3** представлена
схема обоснования флюидалных контактов.
Результаты определения уровня ВНК в фак-
тически пробуренных скважинах основной
залежи:

1) Скважина 2R. По результатам проведения
промыслово-геофизических исследований
(ПГИ) пласт Ю₁ работает по перфорированной
и неперфорированной мощности в интер-
вале АО –3094 ÷ –3109 м и, возможно, слабо
в интервале АО –3109 ÷ –3115,4 м, в притоке
газированная нефть с незначительным коли-
чеством воды. По результатам интерпретации
ГИС водонефтяной контакт в скв. 2R вскрыт
в коллекторе на АО –3105,8 м.

2) Пилотный ствол скв. 9. По результатам ис-
следований ГДК положение ВНК предпола-
гается на глубине –3101 м. При этом отмеча-
ется, что ниже глубины –3100,7 м наблюдается
увеличение градиента давления, а ниже АО
–3102,8 м значения приобретают нефизич-
ный характер. Данные результаты могут быть
обоснованы снижением фильтрационно-ем-
костных свойств (ФЕС) в нижней части пласта
и проявлением эффекта суперчарджинга (эф-
фект избыточного давления в призабойной
зоне из-за медленного выравнивания давле-

ния после проникновения бурового раствора
в пласт). По результатам интерпретации ГИС
водонефтяной контакт вскрыт в коллекторе
на АО –3105,1 м.

3) Пилотный ствол скв. 7. По результа-
там исследований ГДК в интервале
АО –3100,4 ÷ –3107,7 м получен градиент, со-
ответствующий плотности флюида 0,729 см³.
Давления ниже АО –3108 м заметно отклоня-
ются от замеров в вышележащих интервалах,
при попытке построения градиента получа-
ются нереалистичные значения (2,27 г/см³),
что также может объясняться разницей
в пластовом давлении по пропласткам либо
влиянием суперчарджинга на замеренные
давления. По результатам интерпретации
ГИС водонефтяной контакт вскрыт в коллек-
торе на АО –3109 м.

4) Пилотный ствол скв. 14. По результатам
интерпретации ГИС водонефтяной контакт
вскрыт в коллекторе на АО –3102 м.
Проведенные исследования не позволили
однозначно определить уровень ВНК, од-
нако выявлены предпосылки к его сниже-
нию до уровня АО – 3108 м (по результатам
бурения скв. 7PL). РИГИС на месторождении
не дает однозначного определения положе-
ния флюидалного контакта.

ОСОБЕННОСТИ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

Нефть пласта Ю₁ классифицируется как осо-
бо легкая по плотности (0,806 г/см³), мало-
сернистая (0,17 %), малосмолистая (2,27 %).
По состоянию на начало 2019 года глубинные
пробы нефти были отобраны из скважин 2R
и 4R. Результаты показали большой разброс
значений начального газосодержания нефти:
от 409,9 до 940,8 м³/т (ступенчатая сепара-
ция). В связи с этим для уточнения PVT-пара-
метров флюида была разработана програм-
ма исследовательских работ по доизучению
PVT состояния пластовой системы, за период
2019–2020 годов отобрано:

- новых проб методом ОПК– 2 пробы;

- глубинными пробоотборниками – 11 проб;
- на сепараторе – 3 комплекта проб на ре-
комбинацию.

Результаты лабораторных исследований проб
по скважинам 7 (глубинная проба) и 9 (устье-
вая проба) подтвердили, что, вероятнее всего,
пробы по скв. 2R были частично дегазирова-
ны (ГС 408,9–445 м³/м³). В **табл. 1, 2** представ-
лены результаты исследований флюидов при
стандартной сепарации.

Выполненная программа исследовательских
работ позволяет сделать заключение о том,
что пластовый флюид находится в околокри-
тическом состоянии и может быть интерпре-
тирован как околокритические нефть и газ.
Околокритический флюид – это флюид, об-
ладающий в пласте свойствами, близкими
и к нефти, и к газу. При снижении пластово-
го давления в пласте происходит интенсив-
ное разделение на жидкую и газовую фазы
в соотношении близком к 50/50. При этом
на несколько десятков метров выше в пласте
это будет жирный газ, на несколько метров
ниже – легкая нефть.

В пользу нефтяной системы говорят следую-
щие факты:

- при загрузке компонентного состава
в PVT-симулятор флюид характеризуется
как черная нефть. Перевод в газовое со-
стояние затруднителен и осуществляется
только значительными корректировка C+
фракции;
- при первой рекомбинации поверхностных
проб пластового флюида на замеренный
газовый фактор (ГФ) была получена нефтя-
ная система (на скв. 9);
- согласно критериям идентификации типа
пластового флюида¹ (**табл. 3**), рассматри-
ваемые пробы в большей степени характе-
ризуются как нефть (57 % критериев).

В пользу газоконденсатной системы говорят
следующие факты:

- согласно результатам эксплуатации
скважин, газовый фактор регистрирует-
ся на уровне 700–800 м³/м³ при забойных

Таблица 1. PVT свойства. Стандартная сепарация

Параметр	Лабораторные исследования скв. 2R (2005–2007 годы)	Лабораторные исследования скв. 7 (2020 год)	Расхождение, %
Давление насыщения нефти газом, МПа	25,6	30,7	+17
Газосодержание, м ³ /м ³	408,9	846,5	+52
Объемный коэффициент	2,360	3,542	+33
Плотность флюида в пластовых условиях, кг/м ³	538	487 (расчет)	-11
Плотность дегазированного флюида в стандартных условиях, кг/м ³	800	812	+1,5
Вязкость в пластовых условиях, мПа•с	0,24	н/д	-
Источник данных	2 глубинных пробы	2 пробы MDT	

давлениях существенно выше принятого
давления насыщения;

- лабораторные эксперименты, выполнен-
ные в 2020 году методами контактной
конденсации (с визуальным наблюде-
нием за фазовым состоянием флюида),
однократного разгазирования и контакт-
но-дифференциальной конденсации,
подтвердили наличие газоконденсатной
системы с параметрами конденсато-газо-
вого фактора (КГФ)960 г/м³ (скв. 7);
- на текущий момент, на основе полученных
результатов лабораторных исследований,
проведенных в 2019–2020 годах, можно
сделать следующие выводы:
 - флюид в пластовых условиях может
идентифицироваться как околокрити-
ческие нефть и газ;
 - необходимо обновить PVT-модель флю-
идов в фильтрационной модели после
получения результатов лаборатор-
ных исследований проб, отобранных
из скв. 12 на различных режимах рабо-
ты (на штуцерах 4, 7, 8, 9,5 мм), которые
могут дать более точное понимание
фазового состояния флюида, при обнов-

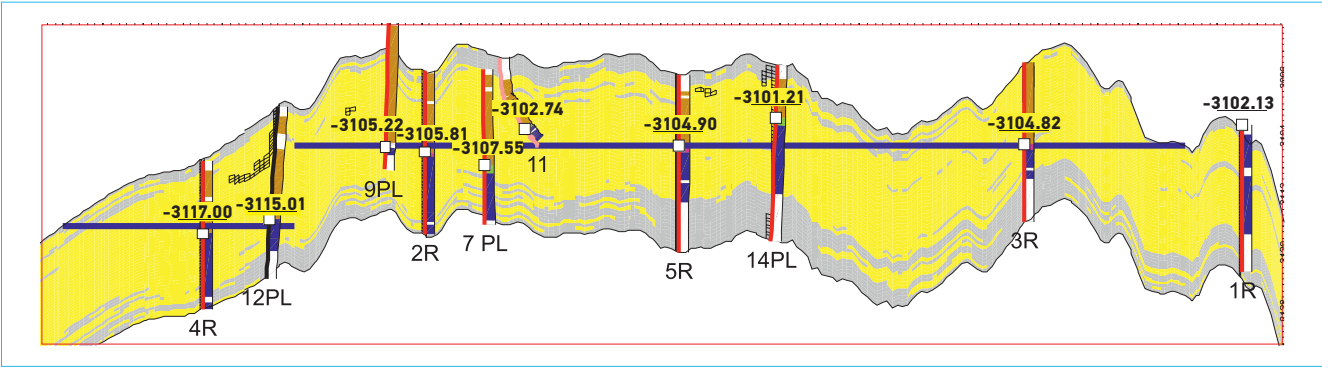


Рис. 3. Схема обоснования ВНК пласта Ю₁

Таблица 2. Компонентный состав флюидов

Компонент/№ скважины	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆	C ₇₊
7	0,70	0,36	60,49	9,15	8,00	2,10	3,11	1,20	1,17	1,41	12,31
4R	0,67	0,24	60,99	9,60	8,02	2,14	3,30	1,30	1,27	1,79	10,68
2R	0,32	0,60	50,06	8,29	8,00	2,22	3,68	1,55	1,77	3,69	19,82
9 (нефть)	0,74	0,55	59,20	9,14	8,07	2,13	3,17	1,24	1,23	1,50	13,03
9 (газоконденсат)	0,73	1,84	61,56	9,10	7,70	1,95	2,84	1,06	1,03	1,22	10,97

¹ Представленные сводные критерии собраны и систематизированы на основе известных критериев идентификации типа пла-
стового флюида (опубликованных в доступной специализированной литературе) специалистами Центра исследования пластовых
систем Федоровским С. А. и Центра компетенций по газовым проектам Купоросовым Д. Н.

Таблица 3. Критерии идентификации типа пластового флюида

Тип данных	Показатели	Принятое значение	Пластовая нефть	Переходная или двухфазная зона	Газоконденсатная система	Пластовый газ (жирный, сухой)
Состав газа стандартной сепарации	ОПУС3 = (C1•C2)/(C2+C3) •2	1,9	< 4,0	2,5–10,0	6,0–25,0	> 20,0
Состав пластового флюида	Сумма гомологов C2+B, % мол.	38,4	> 20,0	10,0–30,0	5,0–15,0	< 5,0
	Коэффициент жирности (100•C2+B/C1)	45	> 30	10–40	5–15	> 5
	Доля этана	9,1	< 50	40–60	60–80	> 80
	Содержание C7+, % мол.	12,3	> 12,5	11–12,5	< 12,5	–
Свойства пластового флюида	Газосодержание, м³/м³	846,5	< 600	600–1 200	1 200–18 000	> 18000
	Плотность дегазированного флюида в стандартных условиях, кг/м³	812	> 830	780–830	< 830	–

лении модели учесть результаты проб по скв. 7 и 9.

РЕЗУЛЬТАТЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ

На текущий момент на месторождении введены в эксплуатацию 8 скважин, в процессе работы которых обводненность в течение года сохранялась в среднем на уровне 0–2 %, при этом в гидродинамической модели при адаптации на исторические данные стало отмечаться отклонение расчетных показателей от фактических.

С целью адаптации фильтрационной модели была проведена серия многовариантных расчетов для определения уровня флюидального контакта на основе фактических показателей работы эксплуатационного фонда скважин.

- Параметры для вариации:
- ВНК –3105 м/–3106 м/–3107 м/–3108 м;
 - относительные фазовые проницаемости (ОФП)средний вариант и минимальный вариант (рис. 4);
 - анизотропия проницаемости 0,01, 0,03, 0,05, 0,08, 0,1.

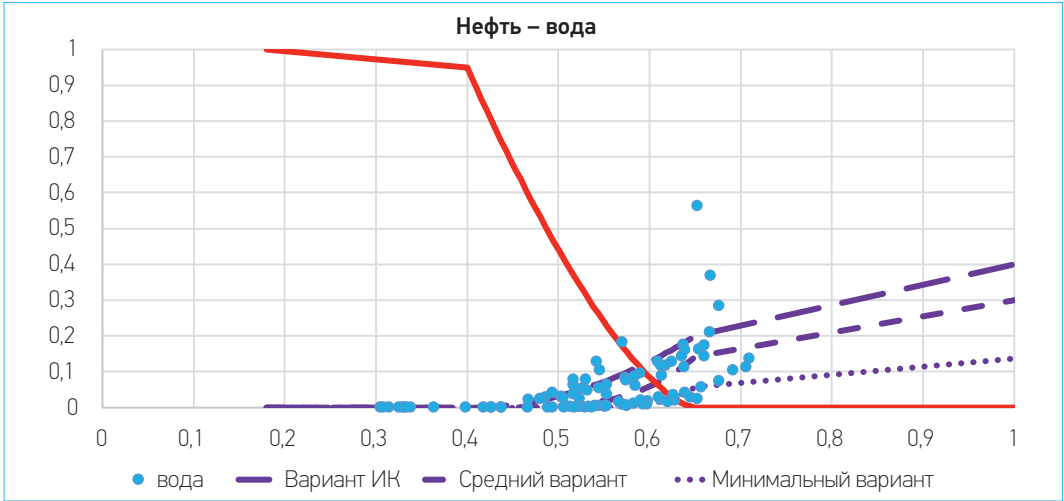


Рис. 4. График ОФП в системе нефть-вода

На текущий момент наибольшую неопределенность при адаптации гидродинамической модели (ГДМ) на исторические данные представляет собой динамика обводненности по следующим скважинам:

- скв. 8 и 9. По данным скважинам обводненность в гидродинамической модели с ВНК –3105 м значительно выше фактической;
 - скв.11. Данная скважина пробурена таким образом, что точка ТЗ (забой скважины) находится на абсолютной отметке –3105 м, соответствующей отметке изначально предполагаемого ВНК.
- На графике выше (рис. 5) представлена фактическая динамика обводненности по вышеперечисленным скважинам с момента запуска.
- По скважинам 8 и 9 обводненность на конец октября 2020 года составила порядка 1 %, по скважине 11 – 10 % (в среднем за период эксплуатации ~ 5 %).
- Результаты многовариантных расчетов представлены в Табл. 4.
- при ВНК –3105 м скважины 8 и 9 не адаптируются на фактическую обводненность, которая составляет 1 %;

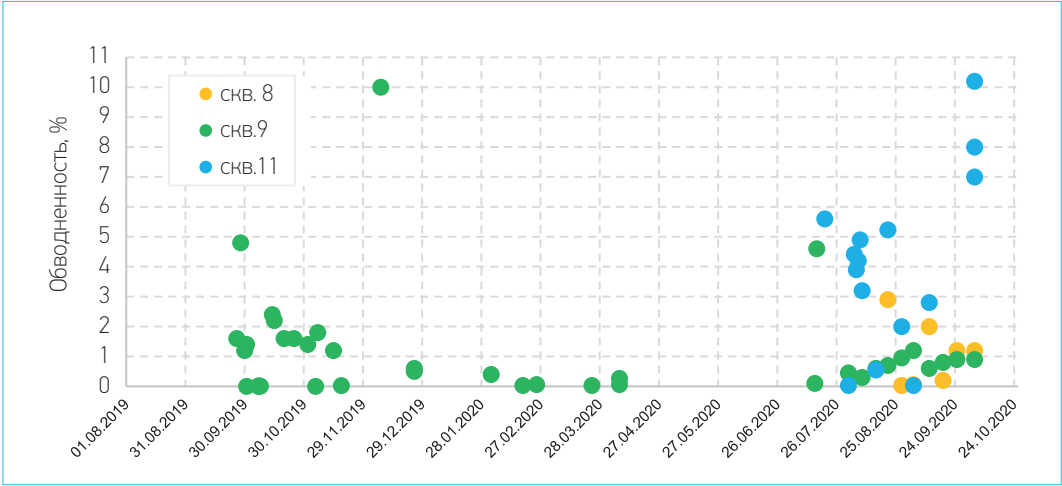


Рис. 5. Замеры обводненности по скважинам 8, 9, 11

- при ВНК –3106 м скважина 9 адаптируется на фактические замеры только при минимальных ОФП и при минимальных значениях коэффициентов анизотропии;
 - при ВНК –3107 м скважина 9 адаптируется при минимальных ОФП, а также при средних ОФП и минимальном значении коэффициента анизотропии;
 - при ВНК –3108 м обводненность по скважинам 8, 9 соответствует фактической.
- В связи с тем что скважина 9 эксплуатируется дольше всех на месторождении (эксплуатация более 1 года), то при выборе базового варианта ВНК учитывалась в первую очередь ее динамика обводненности. По скважине 11 наблюдается высокий разброс замеренных значений обводненности, кроме того, в настоящее время существуют технические задачи замеров забойного давления (непроход прибора), с момента запуска выполнен только один замер.

Суммируя полученную по результатам бурения геолого-геофизическую информацию, можно сделать вывод, что существуют следующие предпосылки к снижению ВНК по залежи:

- Скважина 2R. Суммарные отборы нефти по данной скважине в период пробной эксплуатации (ПЭ) с 2004 по 2008 год составили 113 тыс. при суммарных отборах воды 4 тыс. т. Обводненность на конец периода ПЭ составила 5 %. Адаптация обводненности в ГДМ по скважине 2R также была сопряжена с определенными трудностями: при ВНК –3105 м (средние ОФП, коэффициент анизотропии 0,08) скважина обводняется интенсивнее, чем по факту, однако наилучшим образом фактическая динамика обводненности воспроизводится при ВНК –3108 м. Также ранее указывалось, что в 2019 году были проведены ПГИ, по результатам которых пласт Ю₁ на АО

Таблица 4. Результаты многовариантных расчётов на гидродинамической модели

	№ скважины	Обводненность ОФП									
		средний вариант					минимальный вариант				
		0,01	0,03	0,05	0,08	0,1	0,01	0,03	0,05	0,08	0,1
ВНК –3105 м	8	42,7	46,1	52,3	52,3	52,9	10,5	20,7	26,4	29,7	32,5
	9	13,3	18,2	20,3	22,2	23,1	5,8	8,3	10,1	11,5	12,2
	11	1,6	2,0	2,2	2,4	2,5	0,7	0,9	1,0	1,1	1,2
ВНК –3106 м	8	0,1	0,3	0,5	0,8	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	9	8,6	11,9	13,8	15,5	16,2	2,7	4,9	5,8	6,8	7,3
	11	0,7	0,9	1,1	1,3	1,4	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5
ВНК –3107 м	8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	9	5,0	7,6	8,8	9,9	10,5	0,7	2,2	2,9	3,6	4,0
	11	0,1	0,3	0,4	0,5	0,5	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
ВНК –3108 м	8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	9	0,4	1,5	2,7	3,7	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	11	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

- 3109 м работает газированной нефтью с незначительным количеством воды (по устьевым данным обводненность 5 %).
- Пилотный ствол 7PL. В скважине 7PL согласно замерам ГДК в интервале глубин АО –3100,4 ÷ –3107,7 м построен градиент пластового давления, соответствующий плотности флюида 0,729 г/см³, также было проведено ОПК и получен приток нефти на АО –3105,7 м.

Учитывая результаты фактических замеров обводненности, проведенных исследований ПГИ, ГДК–ОПК в дальнейшем в качестве базового варианта для расчета прогнозных профилей добычи был выбран ВНК –3108 м.

Выводы

- По результатам бурения подтверждено наличие гидродинамически изолированного блока на севере залежи. Для обоснования разницы уровней флюидалных контактов в блоках выделены малоамплитудные разрывные нарушения, соосные картируемым разломам на нижележащих горизонтах.
- Опробована и успешно применена технология бурения многозабойных скважин (МЗС) в условиях юрских отложений Западно-Таркосалинского месторождения.
- В условиях АВПД исследования методом ОПК для снятия неопределенностей по уровню ВНК пласта Ю₁ оказались неэффективными.

- РИГИС на месторождении не дает однозначных результатов по определению положения флюидалного контакта.
- Предварительные выводы о положении флюидалного контакта на рассматриваемом объекте разработки на уровне АО –3108 м были сделаны по результатам исследований и фактической работы разведочного и эксплуатационного фонда скважин на основе гидродинамической модели.
- Флюид на рассматриваемом объекте разработки в пластовых условиях может идентифицироваться как околокритические нефть и газ (лабораторные исследования 2019-2020 годов), однако в большей степени характеризуется как нефть. Для более точного понимания фазового состояния флюида необходимо получить результаты лабораторных исследований проб, отобранных на различных режимах работы скважины 12, и произвести обновление PVT-модели.
- Результаты, полученные в ходе изучения месторождения, а также реализации программы ОПР и эксплуатационного бурения, могут быть учтены при разработке месторождений-аналогов.

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ИНФРАСТРУКТУРЫ ОТГРУЗКИ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ И ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ДОИЗУЧЕНИЯ ГРУППЫ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В.А. Легкоконец^{1,2}, С.А. Нехаев³, к.э.н., М.М. Хасанов^{2,4}, д.т.н.

¹ Научно-технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

² Санкт-Петербургский горный университет

³ ООО «Газпромнефть-Развитие»

⁴ ПАО «Газпром нефть»

Электронный адрес: legkokonets.va@gazpromneft-ntc.ru

В представленной работе на примере задачи из трех месторождений, находящихся на различных стадиях разработки и имеющих индивидуальные добычные и экономические параметры, показано, что оптимальность решения о сроках начала этапов доразведки, обустройства и добычи по каждому месторождению, а также производительность объединяющей транспортной инфраструктуры могут зависеть от результатов того или иного сценария на одном из рассматриваемых объектов. Тем не менее, варьируя значения исковых параметров (например, мощность терминала отгрузки), можно определить такие их значения, которые приведут к максимальной ожидаемой прибыли от реализации проекта в любом из возможных сценариев. Разработанные модели и методы представляют собой системный подход к решению задачи, и могут быть использованы в процессах формирования оптимальной стратегии доизучения и разработки кластера близлежащих месторождений.

Ключевые слова: концептуальное проектирование разработки, неопределенности, системный подход, портфельная оптимизация, робастное управление, генетический алгоритм, Монте-Карло, анализ решений

A SYSTEMATIC APPROACH TO THE SELECTION OF THE OPTIMAL CAPACITY FOR LIQUID HYDROCARBONS OFFLOADING INFRASTRUCTURE AND THE SEQUENCE OF EXPLORATION STAGES OF A GROUP OF PROSPECTS

V.A. Legkokonets^{1,2}, S.A. Nekhaev³, M.M. Khasanov^{2,4}

¹ Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

² Saint-Petersburg Mining University, RF, Saint-Petersburg

³ Gazprom Neft Development (LLC), RF, Saint-Petersburg

⁴ Gazprom Neft PJSC, RF, Saint-Petersburg

This paper validates and establishes the concept that the optimality of the decision on the timing of exploration, development and production stages for each field, as well as the performance of the combined transport infrastructure, may depend on the results of a specific scenario at one of the objects under consideration, as exemplified by three individual fields at different stages of development and with individual production and economic parameters. Nevertheless, by varying the values of the required parameters (e.g., shipping terminal capacity), we can determine their values that will result in maximizing expected profit from the project in any of the possible scenarios. The models and methods developed within this research represent a systemic approach to resolving the issue, and can be applied to developing the optimal strategy for additional study and development of the cluster of neighboring fields.

Keywords: conceptual engineering, uncertainties, systematic approach, portfolio optimization, robust management, robust control, genetic algorithm, Monte-Carlo simulation, decision analysis

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-67-74>

Список литературы

- Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири // Геология Нефти и Газа. – 2007. –№3. – С. 3–11.
- Рахмангулов Р.Р., Юсупов Р.Р., Рассказов А.А. В поисках юрского периода: бурение глубоких горизонтальных скважин в зонах АВПД // Бурение и нефть. – 12/2019. – С. 42–45.
- Мельник И.А. Выявление нефтегазонасыщенных низкоомных коллекторов на основе определения геохимических показателей по данным ГИС: автореф. дис. д-ра геол.-минерал. наук: 25.00.10 / Мельник Игорь Анатольевич. – Томск, 2014. – 33 с.

References

- Gogonenkov G.N., Kashik A.S., Timurziev A.I. Strike-slip fault of Western Siberia basement. *Geologiya nefti i gasa [Oil and gas geology]*. 2007, no. 3, pp. 3–11. (In Russ.)
- Rakhmangulov R.R., Yusupov R.R., Rasskazov A.A. Searching for the jurassic period: drilling deep horizontal wells under HPHT conditions. *Burenie i nefit [Drilling and oil]*. 12/2019, pp. 42–45. (In Russ.)
- Melnik I.A. *Identification of oil and gas saturated in low resistance reservoirs based on determination of geochemical parameters according to reinterpretation of wells geophysical study results*: autoreconstruct of the doctor’s dissertation: 25.00.10 / Melnik Igor Anatolyevich. Tomsk, 2014, 33 p. (In Russ.)

ВВЕДЕНИЕ

Вовлечение новых месторождений в процесс добычи является важным аспектом деятельности нефтегазовых компаний. Принятие решений относительно концептов разработки новых активов напрямую влияет на ключевые показатели деятельности компании, такие как уровень добычи, выручка и прибыль. Однако принятие решений на ранних этапах изучения месторождений сопряжено с множеством неопределенностей, с одной стороны, и с многообразием возможных решений – с другой. Решение этих проблем актуально, если речь идет о группе месторождений, находящихся в непосредственной близости друг от друга и имеющих возможность быть объединенными единой инфраструктурой отгрузки углеводородов. Особенно остро в таких ситуациях возникает вопрос выбора оптимальной пропускной способности транспортной инфраструктуры, проектирование и строительство которой должны начинаться за несколько лет до начала добычи с месторождений. Однако оптимальная пропускная способность напрямую зависит от реализации тех или иных гипотез относительно запасов на имеющихся месторождениях и от того, в какой последовательности и в какие сроки месторождения будут вовлекаться в добычу. Таким образом, целью работы является создание методологии, которая позволила бы, во-первых, определить оптимальную производительность транспортной инфраструктуры для кластера близлежащих месторождений, а во-вторых, подобрать решения о сроках запуска месторождений в добычу в зависимости от результатов геолого-разведочных работ.

ОПТИМАЛЬНАЯ СТРАТЕГИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ С ПОМОЩЬЮ ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И ГЕНЕТИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ СОЗДАВАТЬ СЦЕНАРИИ И ВАРЬИРОВАТЬ ЗНАЧЕНИЯ ИСКОМЫХ ПАРАМЕТРОВ.

АКТУАЛЬНОСТЬ ЗАДАЧИ

Зачастую такие параметры оптимизационной задачи, как мощность объединяющей инфраструктуры, рассматриваются как ограничение при определении сроков начала добычи. Особенность предлагаемого подхода заключается в том, что производительность инфраструктуры рассматривается как искомый

параметр вкупе со временными сдвигами этапов доизучения объектов добычи. Таким образом, размерность задачи, а соответственно и сложность ее решения, увеличивается. Системный подход данной работы состоит в том, что участвующие в расчетах месторождения и объединяющая их транспортная инфраструктура рассматриваются как взаимозависимые части единой системы. Так, например, изменение стратегии по последовательности доизучения любого из месторождений в кластере влияет на общие для всей группы месторождений добычные и экономические показатели, а изменение производительности объединяющей инфраструктуры, в свою очередь, может повлечь за собой пересмотр оптимальной стратегии доизучения и начала добычи. При реализации системного подхода в подобных задачах неизбежно возникают трудности, связанные с созданием интегрированной модели [2] и поиском искоемых переменных с ее помощью. С одной стороны, модель должна быть адекватной, т. е. обладать высокой степенью соответствия результатов моделирования результатам реальных действий на объектах добычи. С другой стороны, модель должна быть простой и удобной, чтобы решение оптимизационной задачи было оперативным. Сложность модели должна соответствовать степени изученности моделируемых объектов и уровню решений, которые необходимо найти с ее помощью. Для слабоизученных объектов добычи рациональным решением будет использование упрощенных прокси-моделей, основанных на законах падения добычи [5]. К тому же, например, на ранних этапах изучения месторождений может не быть информации, необходимой для построения полномасштабных гидродинамических моделей.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Упрощенно проектную логику отдельно взятого месторождения можно представить в следующем виде. Предположим, что рассматриваемые в задаче месторождения могут находиться на одном из нескольких этапов – лицензирование, разведка, опытно-промышленные работы (ОПР), строительство или добыча. После успешного получения лицензии наступает стадия разведки месторождения, в результате которой выясняется наличие в залежи промышленного скопления углеводородов (учитывается с помощью вероятности GCoS – geological chance of success), уточняется фазовое состояние углеводоро-

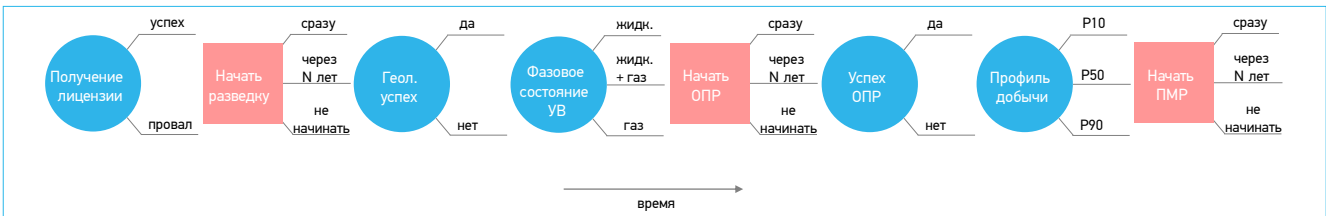


Рис. 1. Упрощенное дерево решений по отдельному взятому месторождению. Синим обозначены узлы снятия неопределенностей, красным – узлы принятия решений. Составлено авторами

дов в залежи и приводится набор сценариев по запасам (P10, P50, P90). Далее наступает стадия ОПР, по результатам которой снимаются неопределенности по добычным возможностям скважин и уточняется проектный профиль добычи с учетом полученных данных. Успешность проведения ОПР учитывается с помощью вероятности ACoS (Appraisal Chance of Success). После того как большинство неопределенностей сняты, начинается полномасштабная разработка (ПМР), включающая строительство необходимых объектов и последующую фазу добычи углеводородов (УВ). Помимо снятия неопределенностей после каждого этапа принимается решение о продолжении работ на месторождении и о сроках запуска следующего этапа. Таким образом, вышеописанная логика представляет собой последовательность событий по снятию неопределенностей и принятию решений (рис. 1).

ПРАКТИЧЕСКИЙ ПРИМЕР. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Предположим, имеется 3 месторождения УВ: M1, M2 и M3, расположенных в непосредственной близости друг от друга и находящихся на различных стадиях (табл. 1). Показатели накопленной добычи по месторождениям для различных сценариев отражены в табл. 2 (с округлением до десятков целых единиц), профили добычи за весь рассматриваемый период приведены в [3]. Вероятности исходов различных сценариев по каждому из месторождений приведены в табл. 5 согласно логике, отраженной на рис. 1. Упрощенная экономическая модель состоит из расчетов положительного и отрицательного денежных потоков.

Отрицательный денежный поток представляет собой суммирование индивидуальных по месторождениям капитальных затрат по этапам разведки, ОПР и строительства (кратко с округлением до десятков целых условных единиц в табл. 3, или по годам – в [4]), и капитальных затрат на общую инфраструктуру (приемо-сдаточный пункт (ПСП), магистральный газопровод и морской терминал отгрузки жидких углеводородов (ЖУВ)), стоимостные модели по которым представлены в формулах (1)–(3). Положительный денежный поток представлен выручкой от продажи всех добываемых УВ по рыночным ценам (для нефти 23 у. е./ед., для СОГ 2 у. е./ед., для газового конденсата 24 у. е./ед., для СУГ 17 у. е./ед.). Предположение о постоянстве рыночных цен на УВ на протяжении всего периода расчетов является серьезным допущением экономической модели, однако этого подхода достаточно для демонстрации основных идей работы. Предположим, что в районе месторождений у компании уже имеется инфраструктура для транспортировки конденсата и сжиженного углеводородного газа, поэтому затраты на эти объекты не учитываются. Разница между положительным и отрицательным денежными потоками дает свободный денежный поток (FCF – Free Cash Flow). Применив дисконтирование к FCF и суммировав значения за весь интересующий период, получим чистую дисконтированную ценность проекта (NPV – Net Present Value). Стоимостная модель терминала отгрузки ЖУВ, у. е.:

CapEx_{terminal} = 3 • Q_{oil} + 165 000, (1)

где Q_{oil} – необходимая пропускная способность терминала, тыс. тонн в год; стоимостная модель газопровода, у. е.:

CapEx_{gas pipe} = 0,5 • Q_{dry gas} + 55 700, (2)

Таблица 1. Статус месторождений

Месторождение	Статус	Длительность этапа, лет	Прошло с начала этапа, лет
M1	ОПР	5	1
M2	Разведка	6	2
M3	ОПР	6	3

Таблица 2. Показатели накопленной добычи по месторождениям (пример)

Месторождение	Сценарий по насыщенности	Флюид	Накопленная добыча P10, ед.	Накопленная добыча P50, ед.	Накопленная добыча P90, ед.
M1	нефть	нефть	176370	78950	630
		СУГ*	-	-	-
		СОГ**	83950	53420	270
		ГК***	-	-	-
	газ	нефть	-	-	-
		СУГ	-	-	-
		СОГ	-	-	-
		ГК	-	-	-
M2	нефть	нефть	115440	74200	44700
		СУГ	7990	5550	2630
		СОГ	71530	49740	23520
		ГК	-	-	-
	газ	нефть	-	-	-
		СУГ	39120	23560	13860
		СОГ	298870	170090	107650
		ГК	89950	54180	31860
M3	нефть	нефть	188160	148770	110
		СУГ	-	-	-
		СОГ	98540	86970	40
		ГК	-	-	-
	газ	нефть	-	-	-
		СУГ	-	-	-
		СОГ	-	-	-
		ГК	-	-	-

*СУГ – сжиженный углеводородный газ; **СОГ – сухой очищенный газ; ***ГК – газовый конденсат.

Таблица 3. Данные по накопленным затратам (пример)

Месторождение	Сценарий по насыщенности	Статья затрат	Накоплено по P10, у. е.	Накоплено по P50, у. е.	Накоплено по P90, у. е.
M1	нефть	ОПР	10000	10000	10000
		строительство	-	-	-
		разведка	18200	18200	18200
	газ	ОПР	26000	26000	26000
		строительство	437600	409600	-
		разведка	18200	18200	18200
M2	нефть	ОПР	2240	2240	2240
		строительство	295150	240800	175900
		разведка	11650	11650	11650
	газ	ОПР	19700	19700	19700
		строительство	253200	191150	139000
		разведка	11650	11650	11650
M3	нефть	ОПР	23350	23350	23350
		строительство	81650	73100	-
		разведка	11500	11500	11500
	газ	ОПР	23350	23350	23350
		строительство	440400	379500	-
		разведка	11500	11500	11500

где Q_{gas} – необходимая пропускная способность газопровода, млн м³ в год; стоимостная модель приемо-сдаточного пункта нефти, у. е.:

$CapEx_{ATU} = 1,4 \cdot Q_{oil} + 5900,$ (3)

где Q_{oil} – мощность ПСП, тыс. тонн в год.

Применив имитационное моделирование методом Латинского Гиперкуба, с учетом вероятностей из **табл. 5** получаем статистическое распределение NPV. В качестве критерия для сравнения решений используем средневзвешенное значение по полученному распределению чистой дисконтированной прибыли –

Таблица 4. Краткая постановка задачи

Аспект задачи	Значение
Искомые параметры	- оптимальные сдвиги этапов доизучения проектов - оптимальная пропускная способность терминала
Критерий оптимальности	максимизация EMV
Ограничения	пропускная способность газопровода
Неопределенности	- успех этапа разведки (по GCoS) - фазовое состояние УВ в залежи - успех этапа ОПР (по ACoS) - профили добычи P90/P50/P10

Таблица 5. Вероятности сценариев

Месторождение	GCoS, д.ед.	Сценарий по насыщенности	Вероятность сценария по насыщенности, д.ед.	ACoS, д.ед.	Сценарий по добыче	Вероятность сценария по добыче, д.ед.
M1	1	нефть	1	0,73	P10	0,3
					P50	0,4
					P90	0,3
		газ	0	0	P10	0,3
					P50	0,4
					P90	0,3
M2	0,99	нефть	0,5	0,83	P10	0,3
					P50	0,4
					P90	0,3
		газ	0,5	0,83	P10	0,3
					P50	0,4
					P90	0,3
M3	1	нефть	1	0,59	P10	0,3
					P50	0,4
					P90	0,3
		газ	0	0	P10	0,3
					P50	0,4
					P90	0,3

ли – EMV (Expected Monetary Value). Ставки дисконтирования примем равной 14%.

Задача:

- найти такие сдвиги этапов по каждому из месторождений и такую мощность терминала отгрузки ЖУВ, при которых ожидаемая ценность всего проекта (EMV) будет максимальной;
- провести анализ чувствительности оптимального решения к сценарию по добыче, неопределенность по которому будет снята в результате окончания этапа ОПР на M3.

Краткая постановка задачи отражена в **табл. 4**.

МЕТОДИКА РАСЧЕТОВ

В текущей постановке задачи (**табл. 4**) целевая переменная EMV является функцией от нескольких параметров – сдвижек между этапами по месторождениям (при фиксированной производительности терминала отгрузки ЖУВ), т. е.:

$EMV = f(t_{1_{expl}}, t_{1_{appr}}, t_{1_{const}}, \dots, t_{N_{expl}}, t_{N_{appr}}, t_{N_{const}}).$ (4)

Одной из целей является нахождение такого набора сдвигов t , которые максимизируют целевую функцию:

$EMV \rightarrow \max_t.$ (5)

Исходя из построения целевой функции, её нельзя отнести к какому-либо конкретно-му классу, так как вид зависимости от параметров неизвестен и его довольно сложно определить. С другой стороны, задача является экспоненциально сложной, и полный перебор искомых переменных для точного решения задачи может занять неприемлемо продолжительное время. В таком случае стоит воспользоваться общими методами оптимизации расчетов, к которым относятся эвристические, метаэвристические алгоритмы, а также методы нелинейного программирования. Из предыдущих работ авторов выяснилось, что в задачах поиска оптимальной стратегии разработки для группы новых активов

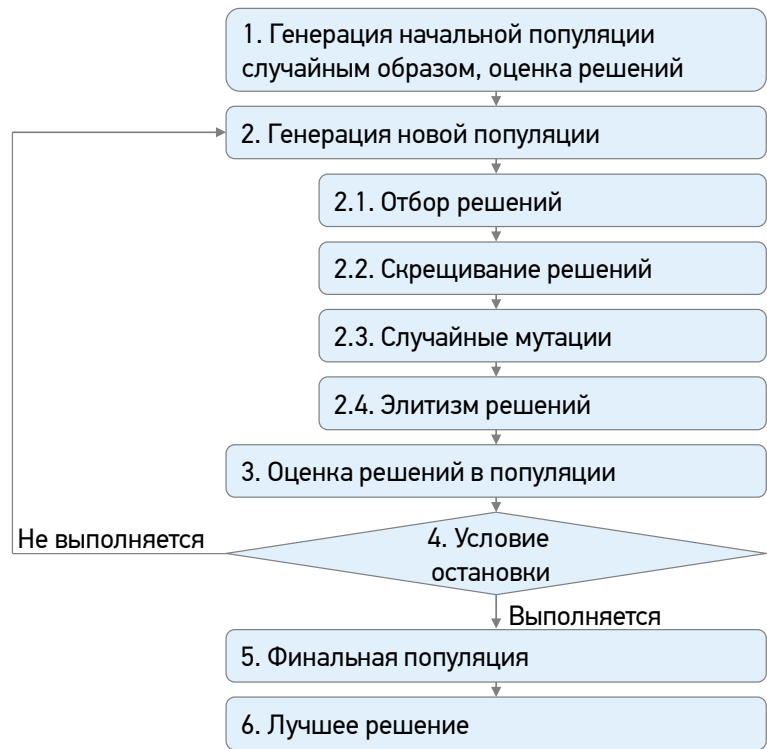


Рис. 2. Схема работы генетического алгоритма оптимизации. Составлено авторами

эффективным является использование генетического алгоритма оптимизации расчетов, основанного на эволюционных принципах отбора решений [5]. Будем использовать генетический алгоритм применительно к поставленной задаче.

ГЕНЕТИЧЕСКИЙ АЛГОРИТМ

Генетический алгоритм включает в себя механизмы, подобные естественному отбору в природе. Этими механизмами являются: скрещивание, мутации и отбор [1]. Суть его работы в том, что лучшим решением функции является наилучшее из «выживших» через определенное количество итераций решений. Прimitивная схема работы генетического алгоритма представлена на рис.2. Остановимся подробнее на основных операциях, заложенных в работу генетического алгоритма.

Создание начальной популяции

На первом этапе создается начальная популяция, состоящая из N особей, каждая из которых представляет собой решение задачи. Способ создания особей в начальной популяции – случайный, однако значения искомых параметров должны находиться в заранее заданном диапазоне (для каждого из параметров диапазон может быть индивидуальным). Решения в начальной популяции могут быть далеки от оптимальных, однако в ходе последующих циклов и операций из них

можно «вывести» решения, являющиеся оптимальными.

Отбор решений (селекция)

В ходе этой операции требуется определить, какие из решений «выживут» и передадут информацию о себе (свои гены) в следующую популяцию. Существуют различные способы осуществления отбора, однако основной их принцип остается неизменным – чем лучше решение по критерию оптимальности, тем выше вероятность отбора.

Скрещивание решений (размножение)

Информация из отобранных на предыдущем шаге решений переходит в следующую популяцию путем скрещивания их между собой. Существуют различные виды скрещиваний, но общий их смысл состоит в том, что отобранные решения «обмениваются» значениями параметров, формируя таким образом своих потомков.

Мутации

В ходе этой операции решения, полученные в результате скрещиваний, подвергаются случайным изменениям. Например, один или несколько значений параметров изменяются случайным образом в заданном диапазоне, что и называют мутацией. Как правило, операция мутации реализуется не для всех потомков, а лишь для небольшой их части, которая регулируется пользователем генетического алгоритма с помощью параметра «вероятность мутации».

Элитизм

В ходе элитизма из предыдущей популяции в следующую некоторая часть решений переходит без изменений. Такая часть называется «элитой» и представляет собой решения с наибольшими значениями функции приспособленности. Обычно эта часть немногочисленна и составляет от одного до нескольких процентов от численности популяции.

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ

Запустим генетический алгоритм для поиска оптимального решения описанной задачи для четырех значений производительности терминала отгрузки ЖУВ – 20, 30, 40, 50 млн ед./год. Таким образом, решим первый пункт задачи, определив такие сдвиги этапов доизучения месторождений и такую мощность терминала отгрузки ЖУВ, при которых EMV всего проекта является максимальным. Ускорение всех этапов на всех рассматриваемых месторождениях (нулевые сдвиги) и терминал отгрузки ЖУВ с производи-

Таблица 6. Запускные параметры генетического алгоритма

Параметр	Значение
Количество итераций по методу Монте-Карло, шт.	1000
Горизонт расчета, лет	50
Размер популяции, ед.	300
Вероятность скрещивания, д.ед.	0,8
Вероятность мутации, д.ед.	0,1
Элитизм, д.ед.	0,1
Остановить расчет через	100 популяций
Многопоточный расчет	Включено

тельностью от 30 до 40 млн ед./год приведут к максимальной ожидаемой ценности (для базового расчета без учета результатов ОПР на месторождении № 3 – зеленая линия на рис. 3) Запускные параметры расчета приведены в табл. 6.

Для решения второго пункта задачи проведем расчет, аналогичный предыдущему, 3 раза зафиксировав на М3 сценарии по добыче P10, P50 и P90 поочередно. В результате получим, что в сценариях P10 и P50 на М3 оптимальными также являются решения с нулевыми сдвигами и терминалом мощностью 40 млн ед./год. Однако в случае реализации на М3 сценария P90 проект является убыточным при любых сдвигках и мощности терминала (графики синего, оранжевого и серого цветов на рис. 3). Наименьшими убытками в случае P90 на М3 обладает решение с терминалом на 20 млн ед./год ($EMV \approx -7\,600$ у.е.). Исходя из вышеизложенного, можно построить следующее дерево решений относительно мощности терминала (рис. 4).

Интерпретируя рис. 3 можно увидеть, что при любой из реализаций на М3 существует такая мощность отгрузочного терминала, дальнейшее увеличение которой экономически нецелесообразно из-за высоких капитальных затрат на его строительство. Также стоит отметить, что если производить расчеты без учета реализации геологоразведочных работ на М3, то оптимальная мощность терминала будет соответствовать 40 млн тонн в год. Однако подход с учетом этой реализации дает дополнительную информацию о том, в каком из случаев строительство терминала вообще не будет экономически целесообразным (в случае P90 на М3) и как будет зависеть оптимальная пропускная способность от этой реализации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- В работе предложен системный подход к определению оптимальной стратегии разработки группы месторождений, которая включает в себя решения о сроках начала этапов доразведки, обустройства

и добычи по каждому месторождению, а также о производительности объединяющей транспортной инфраструктуры на примере нефтеналивного отгрузочного терминала. Особенность данной работы заключается в том, что пропускная способность общей инфраструктуры рассматривается не как ограничение, а как искомый параметр. Подход основан на применении имитационного моделирования методом Монте-Карло и использовании генетического алгоритма поиска оптимальных решений, который хорошо зарекомендовал себя в решении подобных задач [5]. Выбор оптимальной производительности инфраструктуры производится по критерию максимальной ожидаемой прибыли, получаемой от реализации всего проекта.

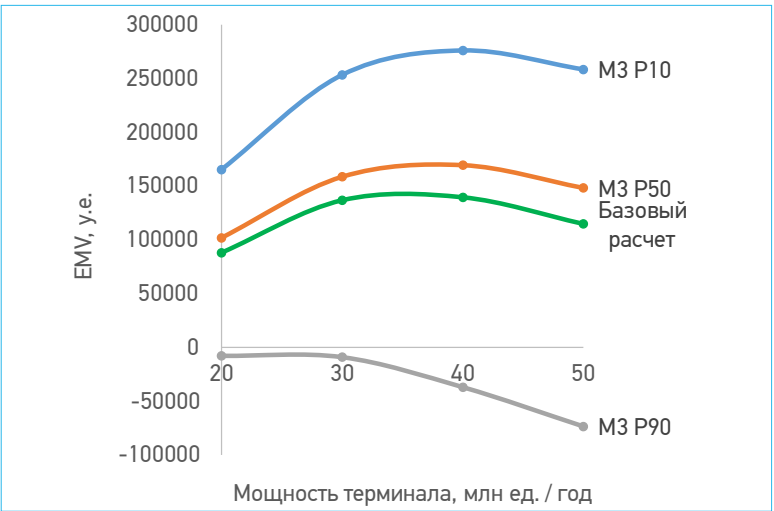


Рис. 3. Зависимость EMV проекта от мощности терминала ЖУВ для различных результатов ОПР на месторождении № 3 (М3). Составлено авторами

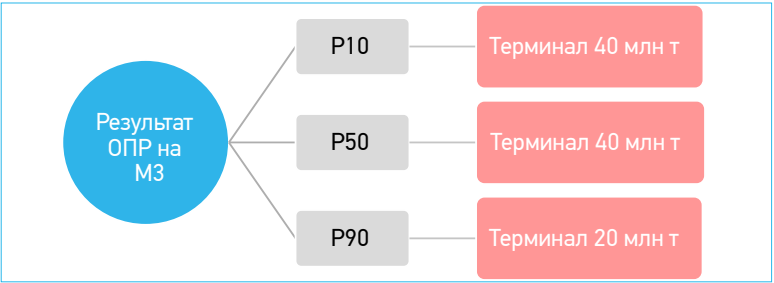


Рис. 4. Дерево решений по оптимальное мощности терминала отгрузки ЖУВ исходя из сценария по добыче на месторождении № 3. Составлено авторами

- Разработанные модели и методы могут быть использованы в задачах формирования оптимальной стратегии доизучения и разработки кластера близлежащих месторождений. Подход способен помочь в выработке карты принятия решений по объектам добычи с учетом их неопределенностей и возможности объединения общей транспортной инфраструктуры. Приведенные алгоритмы также могут быть полезны в анализе чувствительности выбранного решения к изменению входных данных по рассматриваемым объектам, таким как затратные показатели или объемы добычи. Основные направления для дальнейших исследований могут быть связаны с усложнением моделей расчетов добычи и финансово-экономических показателей в целях повышения достоверности найденных решений.
- На примере задачи из трех месторождений, находящихся на различных стадиях и имеющих индивидуальные добычные и экономические показатели, показано, что оптимальность решения, так же как и экономическая привлекательность проекта, может зависеть от результатов того или иного сценария на одном из рассматриваемых объектов. Тем не менее, варьируя значения искоемых параметров (например, мощность терминала отгрузки), можно определить такие их значения, которые приведут к максимальной ожидаемой прибыли от реализации проекта в любом из возможных сценариев (рис. 4).

Список литературы

- Goldberg D. Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning. D. Goldberg, Boston: MA, 1989.
- Хасанов М.М. [и др.]. Иерархия интегрированных моделей SPE-117412-RU. – М.: Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE, 2008.
- Legkokonets V. Production profiles (oil, gas condensate, dry gas, wet gas) // Mendeley Data. 2021. (V1). <https://doi.org/10.17632/3x58h2wgdy.1>
- Legkokonets V. Economic data // Mendeley Data. 2021. (V1). <https://doi.org/10.17632/6259b85jgs.1>
- Легкоконец В.А., Василенко А.А., Хасанов М.М. Выбор оптимальной стратегии разработки группы новых активов в условиях геологических неопределенностей и инфраструктурных ограничений SPE-201985-RU. М.: Российская Нефтегазовая техническая конференция SPE, 2020.

References

- Goldberg D. Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning. D. Goldberg, Boston: MA, 1989.
- Khasanov M. M. and others. Ierarkhiya integrirrovannykh modelei SPE-117412-RU [Integrated models hierarchy SPE-117412-MS]. Moscow: Society of Petroleum Engineers, 2008. (In Russ.)
- Legkokonets V. Production profiles (oil, gas condensate, dry gas, wet gas) // Mendeley Data. 2021. (V1). <https://doi.org/10.17632/3x58h2wgdy.1>
- Legkokonets V. Economic data // Mendeley Data. 2021. (V1). <https://doi.org/10.17632/6259b85jgs.1>
- Legkokonets V. A., Vasilenko A. A., Khasanov M. M.. Vybor optimal'noi strategii razrabotki gruppy novykh aktivov v usloviyakh geologicheskikh neopredelennostei i infrastrukturykh ogranichenii SPE-201985-RU [Selection of optimal developing strategy for a group of prospects in terms of geological uncertainties and infrastructure constraints SPE-201985-MS]. Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2020. (In Russ.)

ПОДВОДНОЕ ХРАНЕНИЕ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Ю.В. Бесхижко¹, В.В. Бесхижко¹, А.И. Ермаков²

¹АО «Морнефтегазпроект»

²ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

Электронная почта: yulia-beshkhzhko@yandex.ru

В статье рассмотрены существующие и перспективные способы хранения жидких углеводородов при освоении морских месторождений углеводородов как в Российской Федерации, так и за рубежом. Проведенный анализ показал крайне ограниченное применение отдельно расположенных подводных хранилищ и весьма значительные преимущества при их использовании в составе систем подводной добычи углеводородов. Оценена реальная возможность их реализации в Российской Федерации.

Ключевые слова: жидкие углеводороды, подводное хранение, Арктика, мягкие резервуары, системы подводной добычи

UNDERWATER STORAGE OF LIQUID HYDROCARBONS IN ARCTIC CONDITIONS

Y.V. Beshkhzhko¹, V.V. Beshkhzhko¹, A.I. Ermakov²

¹LLC "MORNEFTGAZPROJECT", RF, Moscow

²Gubkin Russian State University of Oil and Gas, RF, Moscow

The existing and prospective methods of storage of liquid hydrocarbons for offshore hydrocarbon deposits development both in the Russian Federation and abroad are considered. The conducted analysis showed extremely limited use of separately located underwater storage facilities and very significant advantages when using them as part of subsea hydrocarbon production systems. The real feasibility of them for the Russian Federation is presented.

Keywords: liquid hydrocarbons, underwater storage, Arctic, soft reservoirs, subsea production systems

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-75-80>

В настоящее время продолжается работа по подготовке к освоению арктических углеводородных месторождений. Так, уже более 5 лет ведется отгрузка нефти с первой российской арктической платформы «Приразломная», что позволяет добывать более 3 млн тонн нефти в год, готовится к разработке Долгинское нефтяное месторождение; весьма подробно проработаны вопросы освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения; продолжается изучение структур арктических морских лицензионных участков «Газпрома», «Роснефти». Несмотря на всё разнообразие схем освоения таких месторождений, общим является необходимость доставки добываемого скважинного флюида или получаемых из него продуктов товарной нефти, конденсата, газа и др. к месту потребления/дальнейшего распределения. Транспорт газа является предметом отдельного рассмотрения и здесь не представлен. Возможными способами доставки жидких углеводородов (УВ) с месторождения являются:

- морские магистральные подводные трубопроводы;
- танкеры.

Морские магистральные подводные трубопроводы (следует различать магистральные и внутрипромысловые трубопроводы) являются весьма эффективными, хотя имеют и определенные ограничения. С помощью трубопроводов может быть осуществлен транспорт скважинного флюида на весьма значительные расстояния (десятки километров), при этом отпадает необходимость создания значительных запасов перекачиваемого продукта непосредственно на морском месторождении. Схема добычи и подготовки жидких углеводородов с использованием стационарных платформ различного типа непосредственно на месторождении, либо плавучих установок (FPSO, FSO для хранения), широко распространенная в настоящее время, позволяет отгружать подготовленную продукцию на танкеры. При этом возникает потребность в хранении на месторождении значительных объемов углеводородов (тысячи и десятки

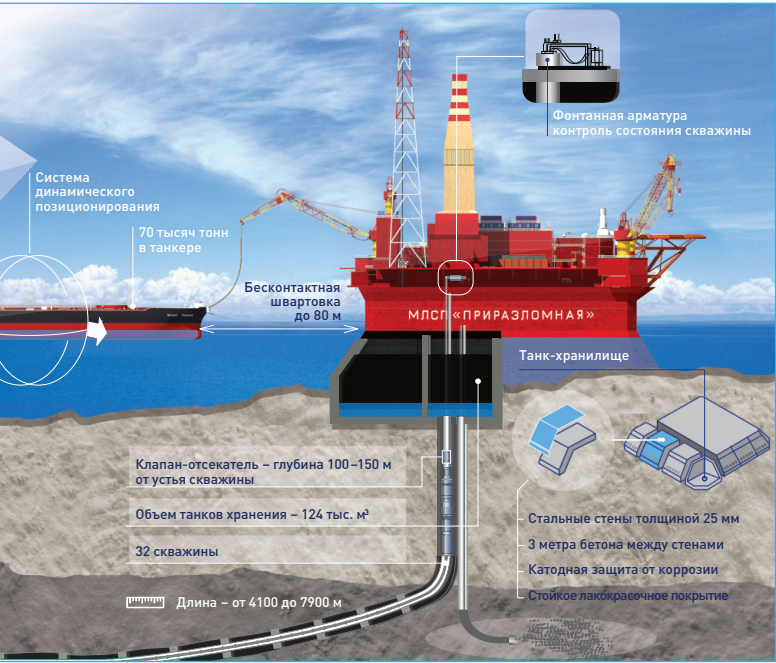


Рис. 1. Реализация танка-хранилища на примере МЛСП «Приразломная». Из открытых источников

тысяч тонн продукта), что сопряжено со значительными экологическими рисками. Различают подводное и надводное хранение жидких углеводородов. Подводное хранение предполагает следующие варианты:

- в опорном основании гравитационного типа (морская стационарная платформа, далее – МСП);
- в основании платформы плавучего типа (SPAR [6]);
- в хранилищах на морском дне.

Надводное хранение осуществляется в плавучих хранилищах различного типа, а также в резервуарах в FPSO, FSO. Необходимо отметить, что в основном на момент написания статьи практическое применение подводного хранения реализовано лишь в основаниях платформ (табл. 1, 2), что касается хранения углеводородов на морском дне в виде отдельно расположенных резервуаров, то это направление в основном представлено предпроектными решениями [1–4]. Так, в работе [4] представлены достаточно серьезные проработки, включая выбор формы подводного резервуара. Также существуют проекты с реальным практическим применением [5], но их число ограничено. Практическая реализация подводного хранения в настоящее время осуществляется посредством разделения всего объема, подлежащего хранению продукта, по так называемым «танкам-хранилищам» (рис. 1), что позволяет минимизировать ущерб в случае потенциального повреждения резервуара или опорного основания.

Непосредственно в танках-хранилищах хранение может быть организовано следующим образом:

- «мокрое хранение», когда жидкий углеводород при отгрузке замещается морской водой (на границе контакта образуется слой эмульсии);
- «сухое хранение», когда жидкий углеводород при отгрузке замещается инертным газом;
- «разделенное хранение», когда жидкий углеводород при отгрузке замещается морской водой без прямого контакта воды и УВ (в настоящее время не реализовано [3, 4]).

Существующие и возможные способы подводного хранения жидких углеводородов при использовании различных объектов обустройства шельфовых месторождений представлены на рис. 2.

Выбор решения для условий конкретного месторождения требует проведения весьма сложных специальных расчетов, поскольку при этом учитываются самые разнообразные факторы, начиная от объема извлекаемых запасов углеводородов и заканчивая технико-экономическими показателями применяемого оборудования и материалов. В настоящее время широко используются морские стационарные платформы, которые обеспечивают не только добычу УВ, но также хранение и отгрузку на танкеры. Хранение углеводородов на некоторых морских стационарных платформах характеризуется следующими основными показателями (табл. 1).

Для других объектов сведения приведены в табл. 2 и 3.

Наряду с платформами достаточно широкое применение в мире находят технические средства судового типа, FPSO, их основные характеристики приведены в табл. 2.

«СУХАЯ» ТЕХНОЛОГИЯ ХРАНЕНИЯ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Танки-хранилища изначально заполняются нейтральным газом под давлением. Жидкий углеводород закачивается в танк, вытесняя газ. При отгрузке, наоборот, закачивается газ и вытесняется жидкий углеводород.

Преимущества: По сравнению с «мокрым хранением» – исключено образование эмульсии.

Недостатки:

- необходимость увеличения балласта на платформе (примерно равен весу отгружаемой за один раз жидкости);
- резкое периодическое изменение выталкивающей силы, действующей

на платформу (примерно равно весу отгружаемой за один раз жидкости, в цифрах – до 60 тыс. тонн);

- значительная дополнительная потребность в инертном газе. Соответственно нужно дополнительное оборудование и место для его размещения;
- дополнительные выбросы легких фракций углеводородов.

«МОКРАЯ» ТЕХНОЛОГИЯ ХРАНЕНИЯ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

В танках-нефтехранилищах применяется «мокрый» способ хранения нефти, то есть они постоянно заполнены либо нефтью, либо водой. В РФ применено на МЛСП «Приразломная». Преимущество заключается в том, что по сравнению с «сухим» хранением относи-

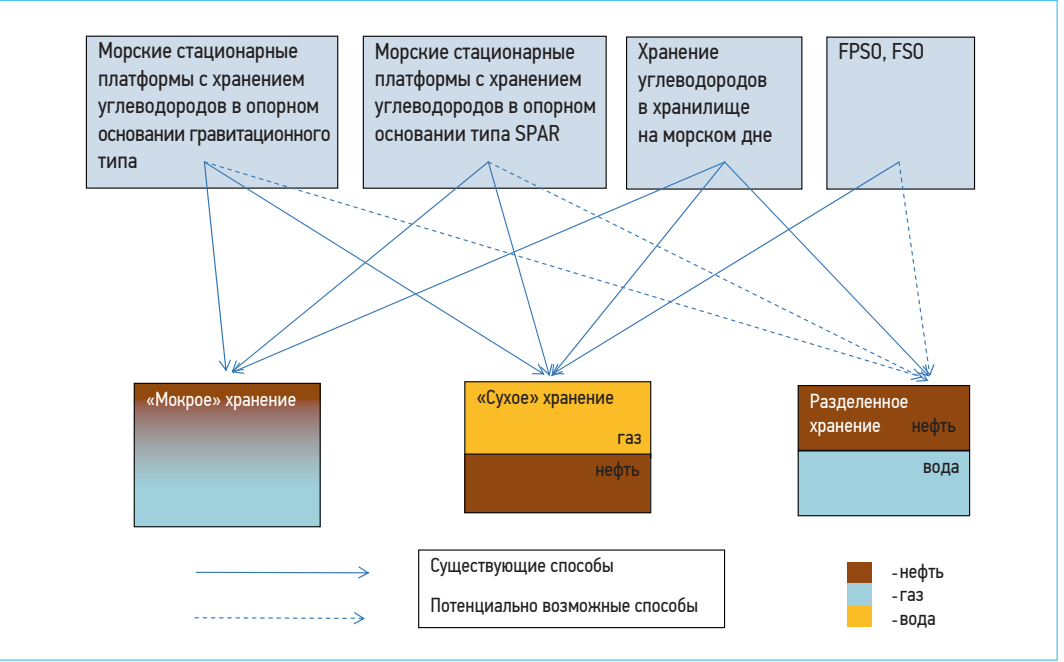


Рис. 2. Теоретически возможные способы хранения жидких углеводородов и их применимость на различных объектах обустройства

Таблица 1. Основные характеристики морских стационарных платформ в части хранения жидких углеводородов в опорном основании гравитационного типа (из бетона)

№ п/п	Месторождение (наименование)	Принадлежность	Вид УВ	Платформа (наименование)	Глубина моря, м	Запасы, млн тонн	Объем танков хранения, тыс.м³	Способ хранения
1	Приразломное	РФ	нефть	Приразломная	20	72	>100	мокрый
2	Hibernia	Канада	нефть	Hibernia (Хиберния)	80	160	165	мокрый
3	Hebron	Канада	нефть	Hebron (Хеброн)	92	95	≈190 (1,2 Million barrels of oil (MBO))	мокрый
4	Ekofisk	Норвегия	нефть, газ	Ekofisk oil Tank	71	35	≈150 (135 000 тонн)	сухой
5	Beryl	Норвегия	нефть и конденсат	beryl A	118	110	52 (864 000 барелей)	мокрый
6	Brent	Великобритания	нефть и газ	brent B	140	480*	64	мокрый
7				Brent D	140	-	68	мокрый
9	Statfjord	Норвегия		Statfjord A	145	-	87	мокрый
10				Statfjord B	145	-	140	мокрый
11				Statfjord C	145	-	130	мокрый
12	Gulfaks	Норвегия	нефть и газ	gulfaks A	135	-	125	мокрый
13				Gulfaks I	216	-	244	мокрый
14	Draugen	Норвегия	нефть и газ	draugen	251	92	85,7	мокрый
15	Commorant	Великобритания		Commorant A	149	13	120	мокрый
16	Harding	Шотландия			106	34	36,745	мокрый
17	SouthArne	Шотландия			60	-	28	мокрый
18	Dunlin	Великобритания	нефть	dunlin A	153	-	90	мокрый
19	F3-FB-1P	Голландия			42	-	23,3	сухой
20	Wanadoo	Австралия			54	-	28	мокрый
21	Malampaya	Филиппины				-	35	сухой

Примечание:* – геологические запасы.

Таблица 2. Основные характеристики некоторых FPSO в части хранения УВ

№ п/п	Месторождение (наименование)	Принадлежность	Вид УВ	Судно (наименование)	Осадка, м	Полный объем, млн м ³
1	Cachalote	Бразилия	нефть и газ	Capixaba	21	324,02
2	Niger Delta OPL 209	Нигерия	нефть и газ	Erha	-	349,77
3	Kikeh	Малайзия	нефть	Kikeh	21	346,43
4	Block 15 – Hungo, Chocalho	Ангола	нефть и газ	Kizomba A	24	349,77
5	Marlim Sul	Бразилия	нефть и газ	Marlim Sul	21	322,11
6	Mondo, Block 15	Ангола	нефть	Mondo	21	333,87
7	Saxi & Batuque, Block 15	Ангола	нефть и газ	Saxi-batuque (Kizomba C)	22	386,50
8	Central Graben, Block 21/30, Guillemot Fields	Великобритания	нефть и газ	Triton	-	349,77
9	Ku-Maloob-Zaap	Мексика	нефть и газ	Yuum K'ak' Naab	23	349,77

Таблица 3. Основные характеристики отдельных хранилищ жидких углеводородов при их расположении непосредственно на дне

№ п/п	Месторождение (наименование)	Принадлежность	Вид УВ	Глубина моря, м	Материал хранилища
1	Solan	Великобритания	нефть	138	Сталь
2	Концепция [1]	Норвегия	концепция	-	Сталь или бетон
3	Штокмановское (концепция)	Россия	нефть и конденсат	340	Сталь или бетон

тельно небольшое периодическое изменение выталкивающей силы, действующей на платформу (в цифрах – до 5 тыс. тонн). Недостатки:

- необходимость увеличения балласта на платформе (незначительно). Примерно 5 тыс. тонн;
- необходимость разделения эмульсии. «Разделенная» технология хранения жидких углеводородов.

Жидкие углеводороды хранятся в мягких (резинотканевых) резервуарах, располагаемых внутри танков. При отгрузке углеводороды перекачиваются на танкер. Свободный объем компенсируется морской водой, поступающей в отсек танка, отделенный мягким резервуаром от жидких углеводородов.

Преимущества:

- отсутствие эмульсии;
- нет потребности в нейтральном газе;
- по сравнению с «сухим» хранением относительно небольшое периодическое изменение выталкивающей силы, действующей на платформу (в цифрах – до 5 тыс. тонн).

Недостатки:

- необходимость увеличения балласта на платформе (незначительно). Примерно 5 тыс. тонн;
- необходимость замены мягких резервуаров (примерно раз в 5 лет);
- отсутствие опыта применения в морских условиях, но при этом:
 - имеется хороший опыт изготовления и применения мягких резервуаров в Российской Федерации на суше [7];
 - успешно работают предприятия РФ с наработанной технологией изготовления и применения таких резервуаров на суше;

- согласно [1] американский игрок в сфере энергетики National Oilwell Varco (NOV) готовится к крупномасштабным испытаниям новой системы подводного хранения нефти, которая может заменить плавучие суда хранения в будущих морских разработках.

Подводное решение в первую очередь предназначено для хранения нефти или конденсата на морском дне перед выгрузкой на челночные танкеры, но может также использоваться для химических веществ и пластовой воды, согласно NOV, которая в настоящее время находится на завершающей стадии оценки компонентов новой технологии [1]. В сочетании с подводными системами добычи, подводное хранилище может стать еще одним шагом на пути к полному подводному нефтедобывающему производству. Ранее вариант резервуара для подводного хранения углеводородов прорабатывался компанией Статойл [6] и приведен на **рис. 3**.

Его основные характеристики:

- объем углеводородов – 25 000 м³;
- диаметр – 40 м;
- приоритетной задачей разработки подводного хранения является защита от утечек углеводородов. В связи с этим рассматривается вариант 2-х барьеров: внутри хранилища размещается пластиковый резервуар шведской компании Trelleborg, внешний резервуар может быть изготовлен из стали или бетона.

В РФ накоплен собственный опыт производства и применения мягких резервуаров при высокой надёжности и качестве. Так, например, резервуары, производимые компанией

ООО «ПРОМ-РЕЗЕРВ» характеризуются следующими показателями:

- температурные режимы использования от –60 до +80 °С;
- срок эксплуатации не менее 10 лет;
- нагрузка в наполненном виде – 360 кг/м²;
- допустимая температура при монтаже до –25 °С;
- заводская гарантия на мягкий резервуар для нефтепродуктов 3 года;
- устойчивость к нефтепродуктам, маслам, бензину;
- максимальный объем резервуара до 500 м³.

Мягкие резервуары для нефтепродуктов изготавливаются из специализированной ткани с высокой плотностью (от 1100 г/м²), для соединения полотен материала используется современный способ ТВЧ (токи высокой частоты) сварки без деформации структуры ткани, что позволяет многократно повысить качества швов резервуара. Кроме того, используемый материал соответствует всем санитарно-эпидемиологическим и противопожарным нормам, а также устойчив к воздействию нефтепродуктов, каждый резервуар проходит испытания прочности и герметичности.

Отработана технология ремонта резервуаров с применением пластиковых вкладышей, что позволяет минимизировать затраты на хранение углеводородов.

Учитывая существующие тенденции и фактические условия добычи жидких углеводородов в Арктике, когда большая часть времени акватория подводного месторождения покрыта льдом и доступ к добываемой продукции ограничен, технология отдельного подводного хранения жидких углеводородов открывает путь к новому сезонному освоению.

При этом на месторождении, осваиваемом с помощью систем подводной добычи, устанавливается группа подводных резервуаров, которые заполняются в период наиболее сложного доступа к месторождению.

В период сезонной доступности жидкий углеводород отбирается на танкеры, и далее процесс повторяется.

По завершении добычи резервуары могут быть перемещены на другое месторождение, где их эксплуатация будет продолжена. Одной из проблем использования описанной технологии является полное отсутствие нормативной документации в этом направлении как в РФ, так и за ее пределами. Для ее решения на первых шагах могут быть применены разработанные специальные технические условия (СТУ) с последующим развитием их в необходимые стандарты.

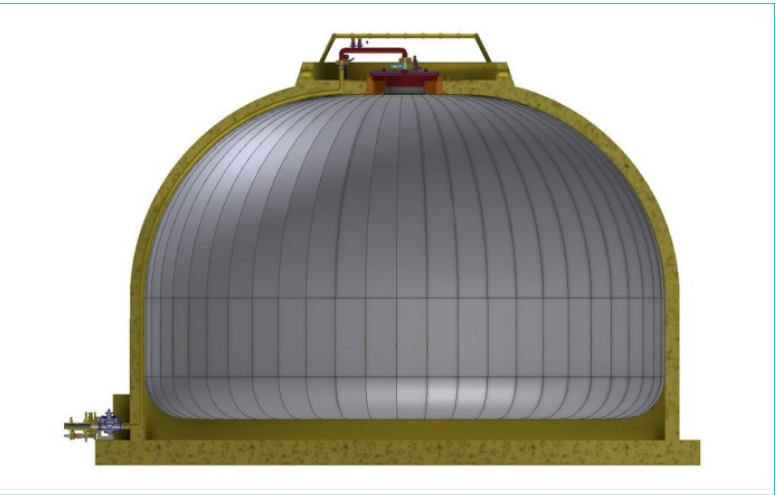


Рис. 3. Резервуар для подводного хранения углеводородов. Из открытых источников

Выводы

- Использование подводных хранилищ различной конструкции является перспективным направлением технологии хранения жидких углеводородов.
- Подводные хранилища могут быть применены в арктических условиях при ограниченной сезонной доступности месторождений. В ледовый период, наиболее сложный для доступа к месторождению, заполняются подводные резервуары, а при сходе льда нефть отбирается на танкеры. Это открывает путь к новому сезонному освоению залежей нефти.

НЕФТЕПРОДУКТЫ НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ МОЖНО ХРАНИТЬ В ПОДВОДНЫХ ХРАНИЛИЩАХ (ЗАПОЛНЯЮТСЯ В ПЕРИОД СЛОЖНОГО ДОСТУПА К МЕСТОРОЖДЕНИЮ) В СОСТАВЕ СИСТЕМ ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ. ЕСТЬ ПОТРЕБНОСТЬ В РАЗРАБОТКЕ НОРМАТИВОВ.

- Настоящий подход может быть эффективно реализован для освоения месторождений с использованием плавучих добычных устройств типа FPSO. Отпадает необходимость хранения на поверхности моря горючих веществ типа нефти и конденсата, подверженных очень сильно внешним воздействиям.
- За счет резкого сокращения объемов хранения суда фактически превращаются в FPU (технологическое судно), что позволяет сократить сроки и затраты на их создание.
- В РФ есть опыт разработки и эксплуатации мягких резервуаров различной конструк-

ции для хранения жидких углеводородов и возможности для практического их использования при освоении морских месторождений.

- Необходимо проведение первоочередных работ по созданию нормативной базы проектирования, строительства

и эксплуатации подводных хранилищ жидких углеводородов мягких конструкций при освоении морских нефтяных месторождений.

Список литературы

1. *Шёлберг Б.* NOV двигается в сторону подводного хранения // Upstream. – 2019. <https://www.upstreamonline.com/weekly/nov-takes-to-the-floor-for-subsea-storage/2-1-615012>.
2. Освоение морского ГЧМ с использованием хранилищ газового конденсата // Offshore Russia. – 2019.
3. *Сонин М.С., Мансуров М.Н.* Перспективы применения подводных нефтехранилищ на месторождениях Арктического шельфа // Neftegaz.ru. – 2015 [7–8]. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/tekhnologii/669852-perspektivy-primeneniya-podvodnykh-neftekhranilishch-na-mestorozhdeniyakh-arkticheskogo-shelfa/>
4. *Сонин М.С.* Подводный резервуар для хранения жидких углеводородов на месторождениях Арктического шельфа // Автореферат. – 2016.
5. *Данн Д.* Подводный резервуар для хранения нефти Solan // PremierOil. – 2019. <https://www.ogauthority.co.uk/media/5354/premier-oil-subsea-storage-tank-oga-tn-final.pdf>» (дата обращения: 11.02.2021).
6. *Стенсволд Т.* Подводное хранилище. Рассмотрение концепции подводного хранения нефти. Новая система хранения сырой нефти для «подводного обустройства» или арктических вод // TU. 2014 <https://www.tu.no/artikler/reveals-concept-for-underwater-oil-storage/231576> (дата обращения 11.02.2021). ООО ПРОМ-РЕЗЕРВ <https://prom-rezerv.com>» (дата обращения: 11.02.2021).
7. *Снейт Д.Д.* Морские платформы // Sciencedirect. – 2021. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/spar-platforms>» (дата обращения: 11.02.2021)

References

1. Schjolberg Beate. NOV takes to the floor for subsea storage. Upstream. – 2019. <https://www.upstreamonline.com/weekly/nov-takes-to-the-floor-for-subsea-storage/2-1-615012>
2. Offshore gas condensate field' development from gas condensate storage tanks *Offshore Russia*. 2019. (In Russ.)
3. Sonin M.S., Mansurov M.N. Prospects for the use of underwater oil storage facilities in the fields of the arctic shelf. *Neftegaz.RU*. 2015, no.7–8. 2015. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/tekhnologii/669852-perspektivy-primeneniya-podvodnykh-neftekhranilishch-na-mestorozhdeniyakh-arkticheskogo-shelfa/> (In Russ.)
4. Sonin M.S. Underwater reservoir for storage of liquid hydrocarbons in the fields of the arctic shelf. *Abstract*. 2016 (In Russ.)
5. Dunn D. Solan Subsea Oil Storage Tank. *PremierOil*. 2019. <https://www.ogauthority.co.uk/media/5354/premier-oil-subsea-storage-tank-oga-tn-final.pdf>» (In Russ.)
6. Stensvold T. Subsea storage unit. Reveals concept for underwater oil storage A new crude oil storage system for “the subsea factory” or Arctic waters [TU]. 2014. <https://www.tu.no/artikler/reveals-concept-for-underwater-oil-storage/231576> (accessed 11.02.2021) (In Russ.). PROM-RESERVE LLC. <https://prom-rezerv.com>»
7. Speight James G. Offshore Platforms. *Sciencedirect*. 2015. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/spar-platforms>

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ИНСПЕКЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ: ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ КОМПЕТЕНТНЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ

О.П. Таксиор¹, М.П. Поликарпов², к.т.н.

¹ Группа компаний BT GROUP

² ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

Электронный адрес: tech@biztrend.ru

В статье рассматривается применение цифровых технологий в инспекционной деятельности. Кроме того, представлены области применения передовых технологий в практической инспекционной деятельности, демонстрирующие высокую степень цифровизации и широкий охват задач инспекции. Проанализированы возможности, ограничения и риски применения цифровых систем. Даны разъяснения о неприемлемости «тотальной цифровизации» инспекционной деятельности, недопустимости замены инспекторов цифровыми системами без участия квалифицированного персонала.

Ключевые слова: передовые технологии, цифровизация, инспекционная деятельность, нефтегазовая отрасль, программно-технический комплекс, риски, ответственность

DIGITALIZATION OF INSPECTION ACTIVITIES ADVANCED TECHNOLOGIES FOR COMPETENT SPECIALISTS

O.P. Taksior¹, M.P. Polikarpov²

¹BT Group, RF, Moscow

²National University of Oil and Gas “Gubkin University”, RF, Moscow

The article addresses application of digital technologies in inspection activities. The article describes the scope of use of advanced technologies in practical inspection activities demonstrating a high degree of digitalization and wide range of inspection tasks. Opportunities, restrictions and risks of use of digital systems are analyzed. The article also clarifies unacceptability of “total digitalization” of inspection activities and infeasibility of inspectors’ replacement with digital systems without involvement of qualified personnel.

Keywords: advanced technologies, digitalization, inspection activities, oil and gas industry, software and hardware complex, risks, responsibility

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-81-90>

Развитие передовых (прорывных, перспективных) производственных технологий – характерная примета для всех индустриальных стран. Одно из широко применяемых определений для понятия передовых технологий – это технологии и технологические процессы (включая необходимое для их реализации оборудование), управляемые с помощью компьютера или основанные на микроэлектронике и используемые при проектировании, производстве или обработке продукции (товаров и услуг). В частности, такое определение применяется в федеральном статистическом наблюдении. Очевидна актуальность развития цифровизации как основы Индустрии 4.0 (или четвертой промышленной революции) [1]. В России ускоренное и эффективное внедрение цифровых технологий является одной из национальных целей развития [2, 3] и реализуется посредством Национальной

программы «Цифровая экономика Российской Федерации» [4], трансформированной в 2018 году в национальный проект. В его основе – сквозные цифровые технологии, выполняющие цифровую трансформацию бизнес-процессов в необходимой и достаточной степени. К сквозным цифровым технологиям относят большие данные, новые производственные технологии, промышленный Интернет, искусственный интеллект, технологии беспроводной связи, компоненты робототехники, сенсорики, квантовые технологии, системы распределенного реестра, технологии виртуальной и дополненной реальности и др. Наряду с федеральными проектами разрабатывается и ряд ведомственных проектов, среди которых «Цифровая промышленность», реализацию которого курирует Минпромторг России. Один из ключевых блоков проекта предусматривает обеспечение благоприят-

ной регуляторной среды, включая разработку стандартов использования цифровых технологий [14].

В настоящей статье рассматриваются области и особенности применения передовых технологий, цифровизации в инспекционной деятельности. Важным аспектом является стандартизация процессов инспекционной деятельности в разрезе современных вызовов.

В условиях ускорения инновационного цикла стандарты и деятельность по их разработке становятся инструментом решения комплексных проблем, особенно в высокотехнологичных секторах промышленного производства [15–17]. Основываясь на консенсусе, открытости и прозрачности, стандартизация позволяет заинтересованным сторонам договариваться о технических спецификациях и возможностях применения новых технологий [18, 19]. Стандарты являются механизмом распространения инноваций, что обеспечивает гармонизацию технологических решений в сложных системах, их тиражируемость и подтверждение соответствия предъявляемым требованиям (безопасности, совместимости и др.) [20]. Использование стандартов упрощает трансфер знаний и способствует дальнейшей разработке инновационных решений [18, 21]. Наряду с этим массовое проникновение информационных технологий требует совместимости систем, продуктов и услуг в масштабах глобального рынка, ключевым инструментом обеспечения которой являются стандарты [22, 23]. Разработка стандартов позволяет стимулировать разработку новых технологических решений и совершенствование существующих [20, 24].

В настоящее время активно ведутся работы по стандартизации практических аспектов инспекционной деятельности с учетом наилучших российских и зарубежных практик (включая применение передовых технологий). Формируется фонд стандартов в дополнение и расширение требований международного стандарта ISO/IEC 17020:2012 [25]. В качестве примера следует привести введенный в действие с 1 января 2020 года ГОСТ Р 58789–2019 [26], устанавливающий порядок организации и общие положения проведения инспекции при контроле аутентичности продукции. Стандарт распространяется на все виды промышленной продукции (в том числе продукции, изготавливаемой для опасных производственных объектов), а также входной продукции, используемой в качестве сырья или материалов, безопасность применения которой требует принятия мер по контролю аутентичности. Особую важность представляют отдельно выделенные в стан-

дарте специальные требования к аспектам инспекции, относящимся к опасным производственным объектам, в том числе в нефтегазовой отрасли. Безусловно, требования данного стандарта ориентированы на применение передовых технологий в процедурах инспекционной деятельности, а детализация процессов инспекции представляет базу для внедрения цифровых технологий.

Применительно к цифровизации существуют разные определения данного понятия. К примеру, для нефтегазовой отрасли системный анализ в этой области выполнен в [5–7]. В свете задач цифровизации инспекционной деятельности можно внести уточнения в термин «Цифровой бизнес-процесс» [8] – это совокупность последовательных, целенаправленных и регламентированных видов деятельности, преобразующих входы процесса в выходы посредством оптимального применения для его реализации интеллектуальных компьютерных технологий поддержки принятия решений (управленческих решений, решений по оценке соответствия). Следует учитывать, что, во-первых, цифровизация является не самоцелью, а инструментом и среди цифровых технологий не должны потеряться компетенции и ответственность человека по принятию тех или иных решений. Во-вторых, как любой инструмент, цифровые системы имеют свою область применения и не могут заменить все процессы, например организационные и структурные, выполняемые квалифицированными специалистами. В-третьих, любая цифровая система требует контроля и не может быть не управляемой со стороны человека, другими словами, должна быть обратная связь между «человеком и машиной», отсутствие которой нарушает основной кибернетический закон управления и цифровизация становится не стимулом, а тормозом развития.

Инспекционная деятельность имеет специфику, выраженную в приоритете системного корпоративного управления и ответственности, обязательств и компетенций специалистов (инспекторов), а не только в применяемых технологиях, в том числе цифровых. Цифровые технологии являются современным, но не самостоятельным элементом инспекционной деятельности. В частности, в объеме нормативных требований к органам инспекции [25] данный аспект не позиционируется как самостоятельное направление инспекции. Ключевые аспекты администрирования, обеспечения компетентности, независимости и беспристрастности, а также определение формата и степени цифровизации инспекционной деятельности относятся

к зоне ответственности инспекционной компании и ее профильных специалистов.

В России и за рубежом накоплен обширный научный и практический опыт разработки и применения цифровых технологий в промышленности и экономике, в том числе в нефтегазовой отрасли, включая цифровые проекты инспекции для нефтегазовых компаний. В данной работе приводятся некоторые результаты обобщения опыта международной инспекционной компании ООО «Бизнес Тренд» (международный бренд BT Group), с привлечением обширного круга взаимодействия по направлению развития IT-сервисов нефтегазовых корпораций и предприятий («Газпром», «Газпром нефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НОВАТЭК», ПАО АНК «Башнефть», ПАО «Иркутская нефтяная компания», ОАО «Амал СПГ», ПАО «СИБУР Холдинг» и др.), передовых международных инжиниринговых и экспедайтинговых компаний, органов по аккредитации, научных школ, экспертного сообщества. Во внимание приняты разработки BT Group по цифровизации инспекционного контроля от систем прослеживаемости изготовления и отгрузки продукции [12, 13] до модульных систем по планированию и обеспечению поставок продукции в проектные сроки с гарантированным уровнем качества (к примеру, модульный программный комплекс для одного из реализуемых в настоящее время проектов – строительства магистрального газопровода (интерконнектора) «Граница Болгарии – граница Венгрии»).

В качестве успешного опыта цифровизации инспекционной деятельности (на примере инспекции на производственных площадках поставщиков нефтегазовой отрасли) можно назвать ряд разработок:

- обеспечение подбора квалифицированных инспекторов с учетом их местонахождения и локализации производственных площадок, где необходимо выполнять контроль;
- управление обращением применяемого в работе инспекции оборудования, например средств измерения и контроля;
- обеспечение основного процесса контроля качества/аудита на площадке производства материалов и оборудования, в том числе:
 - назначение работ (например, через приложения), обеспечение инспекторов требованиями по заказу на инспекцию и заранее подготовленными планами контроля/чек-листами для выполнения работ;
 - поддержка процесса сбора данных, в том числе с применением умных устройств;

- ведение технологии прослеживаемости в объеме инспекционного контроля;
- геопозиционирование и фиксация времени в процессе контрольных операций;
- подготовка и предоставление оперативного (flash) отчёта сразу по завершении работ.
- передача данных на сервер для проверки отчёта и др.;
- администрирование целостности услуг (подтверждение работ инспектора и прозрачность рабочих записей, верификация полноты, точности и достоверности данных во время выполнения работы с целью обоснования выводов и заключений инспекций и пр.);
- ведение статистической обработки данных, оценка и анализ inspectируемых объектов и процессов;
- обеспечение эффективной коммуникации: подготовка отчетности и предоставление информации заказчику, контроль корректирующих действий по несоответствиям, выявленным в ходе инспекции, получение обратной связи.

Можно выделить некоторые группы передовых производственных технологий (согласно классификации федерального статистического наблюдения), успешно внедренные в инспекционной деятельности.

В части технологий автоматизированной идентификации, наблюдения и контроля:

- Автоматизированные системы контроля (например, на основе зрения, лазерных, рентгеновских камер высокой четкости (HD) или сенсоров), обеспечивающие прием (передачу) и обработку информации, контроль заданных параметров, хронометраж и т.п.
- Промышленный (индустриальный) Интернет – построение информационных и коммуникационных инфраструктур на основе подключения к информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» промышленных устройств, оборудования, датчиков, сенсоров, систем управления технологическими процессами, а также интеграции данных программно-аппаратных средств между собой.
- Автоматизированная идентификация продукции и деталей (например, штрих-коды или QR-коды). Автоматизированная идентификация и сбор данных (Automatic Identification and Data Capture, AIDC) – это совокупность методов автоматической идентификации объектов, сбора данных о них и обработку данных автоматическими и автоматизированными системами. К AIDC относят следующие технологии: контактные (магнитная

карта, чип-карта) и бесконтактные (оптические и радиочастотные). Примерами оптических технологий AIDC являются простые и матричные штрихкоды, оптическое распознавание символов (OCR), радиочастотных – RFID (радиочастотная идентификация) и RTLS (система позиционирования в режиме реального времени).

ПРИ ВНЕДРЕНИИ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В СФЕРУ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА НЕ ИСКЛЮЧАТЬ ИЗ ПРОЦЕССА КВАЛИФИЦИРОВАННЫЙ ПЕРСОНАЛ. ТОТАЛЬНАЯ ЦИФРОВИЗАЦИЯ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К ИСКАЖЕНИЮ ИНФОРМАЦИИ, ЗАВИСИМОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ОТ ИЗГОТОВИТЕЛЯ.

В части связи и управления:

- Межфирменные компьютерные сети, включая Экстранет и электронный обмен данными (EDI). Экстранет (Extranet) – закрытая сеть, использующая протоколы Интернет, для того чтобы безопасно обмениваться деловой информацией. Она может принимать вид безопасного расширения Интранета, что позволяет внешним пользователям иметь доступ к некоторым частям Интранета соответствующей организации. Интранет – внутренняя сеть организации. Она может также быть закрытой частью веб-сайта организации, где деловые партнеры могут свободно перемещаться, аутентифицировав себя на странице регистрации.
- Электронный обмен данными (Electronic Data Interchange, EDI) – серия стандартов и конвенций по передаче структурированной цифровой информации между организациями, основанная на определенных регламентах и форматах передаваемых сообщений.
- Технологии беспроводной связи для производства – локальные и глобальные беспроводные сети и системы связи, включающие сегменты сетей радиосвязи, радиотелефонных и спутниковых сетей связи. Технологии беспроводной связи для производства включают в том числе беспроводные персональные сети WPAN (Wireless Personal Area Networks); беспроводные локальные сети WLAN (Wireless Local Area Networks) и др.
- Мобильные устройства с возможностью геолокации для определения реального географического местоположения элек-

тронного устройства, например радиопередатчика, сотового телефона или компьютера, подключенного к Интернету.

- Удаленные сенсоры, передающие данные беспроводным образом / по сети Интернет, – датчики (температуры, давления, освещенности, уровня вибрации, местоположения и т.п.), объединенные с исполнительными устройствами в беспроводные сенсорные сети.
 - Инфраструктура пространственных данных – информация о пространственных объектах, включающая сведения об их форме, местоположении и свойствах, в том числе с использованием координат.
 - Системы управления ресурсами предприятия (Enterprise Resource Planning, ERP) – информационные системы для идентификации и планирования всех ресурсов организации, которые необходимы для осуществления деятельности.
- В части технологий промышленных вычислений и больших данных:
- Технологии обработки больших данных. Большие данные – это структурированные и неструктурированные массивы информации, которые характеризуются значительным объемом и высокой скоростью обновления данных (в том числе в режиме реального времени), что требует специальных инструментов и методов работы с ними. Обработка больших объемов данных – совокупность подходов, инструментов и методов автоматической обработки структурированной и неструктурированной информации, поступающей из большого количества различных, в том числе разрозненных или слабосвязанных, источников информации, в объемах, которые невозможно обработать вручную за разумное время.
 - Технологии обработки потоковых данных мониторинга в реальном времени. Режим реального времени представляет собой режим обработки информации, при котором обеспечивается взаимодействие системы обработки информации с внешними по отношению к ней процессами в темпе, соизмеримом со скоростью протекания этих процессов (например, процессов изготовления подконтрольной продукции).
 - Технологии искусственного интеллекта. Искусственный интеллект – это комплекс технологических решений, позволяющий имитировать когнитивные функции человека и получать при выполнении конкретных задач результаты, сопоставимые с результатами интеллектуальной деятельности человека. Комплекс

- технологических решений включает в себя информационно-коммуникационную инфраструктуру, программное обеспечение, процессы и сервисы по обработке данных и поиску решений. К примерам применения технологий искусственного интеллекта относятся распознавание и синтез речи, в том числе голосовые помощники, различные системы для автоматического голосового обслуживания (технологии, преобразующие разговорную речь в машинно-читаемый формат); обработка естественного языка, в том числе виртуальные помощники, технологии, направленные на понимание языка и генерацию текста; интеллектуальный анализ данных; компьютерное зрение (технологии распознавания образов, изображений); рекомендательные системы и интеллектуальные системы поддержки принятия решений (технологии, принимающие решения, основанные на данных окружающей обстановки и использующиеся, например, в сервисных роботах, беспилотных транспортных средствах); автоматизация процессов, в том числе с участием роботов (технологии, имитирующие человеческие действия для целей автоматизации); технологии анализа данных.
- Доска состояния (dashboard, аналитическая панель) – инструмент, позволяющий размещать информацию, просматривать или управлять наборами данных и других приложений. Примером является легкий интерфейс, способный отображать в реальном времени графическое представление текущего состояния и показатели, характеризующие разные аспекты производственных процессов.
 - Технологии распределенного реестра – алгоритмы и протоколы децентрализован-

ного хранения и обработки транзакций, структурированных в виде последовательности связанных блоков без возможности их последующего изменения. Технологии распределенного реестра включают технологии организации и синхронизации данных, обеспечения целостности и непротиворечивости данных (консенсус), управления функционированием системы распределенного реестра, создания и исполнения децентрализованных приложений и смарт-контрактов.

Отметим, что сейчас применение цифровых технологий на производственных площадках зачастую требует довольно «тепличных» условий работы. Внесение информации в цифровую среду непосредственно в процессе инспекционного контроля на сегодня является специальным процессом, предъявляющим ряд требований к ресурсам и имеющим определенные технические особенности и ограничения, что является перспективой для совершенствования (например, чувствительность к устойчивости канала связи).

В условиях применения программного обеспечения и оборудования, позволяющих произвести цифровизацию отдельных процессов, инспекционная организация должна обладать достаточным количеством сотрудников с соответствующим уровнем компетентности и способностью делать профессиональные заключения в отношении inspected объекта. Соблюдение данного требования, а также уровень компетентности и способность к профессиональным заключениям по результатам контроля являются ключевыми условиями аккредитации органа инспекции [25]. Персонал, несущий ответственность за проведение инспектирования (контроля), должен иметь соответствующую квалификацию, уровень обучения, опыт и удовлетворительный уро-

Таблица 1. Соотношение основных требований к органам инспекции с возможностью применения цифровых технологий

Требования [25]	Возможность применения цифровых технологий	Влияние на фактическое качество подконтрольного объекта
Беспристрастность и независимость	Применимо при наличии доступа к цифровой системе инспекции только персонала инспекционного органа и заказчика	Прямое влияние
Конфиденциальность		Косвенное влияние
Административные процедуры	Применимо в части формирования ERP системы инспекционного органа (корпоративная информационная система для автоматизации учета и управления – подбор инспекторов, определение заданий инспекторам, электронная база данных инспекторов и пр.)	Косвенное влияние
Организация и управление		
Персонал		
Оснащение и оборудование		
Методы и процедуры инспекции (контроля)	Применимо в части сбора данных	Прямое влияние
Обращение с inspected позициями и образцами	Применимо в части данных по inspected позициям и образцам	Прямое влияние
Отчеты инспекции и сертификаты инспекции	Применимо при наличии полномасштабной ERP системы инспекционного органа	Прямое влияние
Ведение документации		Косвенное влияние
Жалобы и обращения		
Процесс рассмотрения жалоб и обращений		

вень знания требований выполняемого вида контроля (инспектирования) [25]. Данный персонал должен понимать важность каких-либо отклонений, обнаруженных в отношении к нормальному использованию продукции, оперированию технологических процессов и доставки услуг. В **табл. 1** изложено соотношение основных требований к органам инспекции с возможностью применения цифровых технологий. Цифровые технологии в инспекционной деятельности, безусловно, являются современным инструментом, но их применение инспекционным органом должно базироваться на риск-ориентированном подходе (включая оценку рисков заказчика инспекции), что относится к базовым требованиям [25]. В современной инспекционной деятельности с применением цифровых технологий в их развитии основной процесс и функции участников схематично описаны в **табл. 2**. Данный формат работы опирается на национальные и международные требования к деятельности инспекционных органов, подтвержден многолетним опытом в различных отраслях промышленности, в том числе при инспекции для выбора поставщиков и контроля качества материалов оборудования нефтегазовых компаний России и за рубежом. На волне развития популярности тематики Индустрии 4.0 стали появляться проекты «тотальной» цифровизации аспектов человеческой деятельности, включая промышленный сектор в целом и инспекционную деятельность в частности. Безусловно поддерживая развитие прогресса и ценности цифровых технологий, следует системно и объективно понимать реальные их необходимость и возможности, ограничения и риски применения в тех областях, где они не могут полноценно заменить человека. Исследовательские работы, обобщение информации о внедрении технологий и о тен-

денциях в сфере цифровизации ведутся уже давно, и, не претендуя на новаторство, хотелось бы привести некоторые выводы в этой области, в частности работы проф. Стивена Дж. Эндриоле, где выделены «Пять Мифов о Цифровизации» [9]. На наш взгляд, многое в данном исследовании очень близко к рассматриваемой тематике цифровизации инспекционной деятельности. В качестве одного из сформулированных в данном исследовании «Мифов...», рассмотрена популярная точка зрения, что каждая компания и каждый процесс должны быть обязательно (полностью) «цифровизированы». В реальности, показано в исследовании, далеко не каждая компания и не каждый процесс нуждаются в этом на 100%. «Цифровизация – не только обновление программного обеспечения или проект улучшения. Это спланированный “цифровой удар” по, возможно, вполне эффективно функционирующей системе. И перед началом цифровизации следует оценить, возможно ли создание цифровых моделей, позволяющих в деталях точно отражать действующие процедуры» [9]. Также и анализ обширного опыта инспекции, условий и требований к объективности, беспристрастности, независимости показывает недопустимость «тотальной» замены деятельности профессиональных специалистов инспекционного органа на альтернативные инспекционные программно-технические комплексы без участия человека, предусматривающие, в частности, предоставление исходных данных для них самим изготовителем. Для исключения подмен понятий и недопущения введения в заблуждение следует помнить, что инспекция – это исследование продукции, процесса, услуги или установки, или их проекта и определение их соответствия конкретным требованиям [25], а имеющиеся технические устройства не всегда

позволяют выполнить такие исследования в совокупности, а тем более – принять соответствующие решения. Часто в пользу «тотальной» цифровизации приводится аргумент о том, что по кибернетическому закону Роса Эшби управляющая система должна быть сложнее объекта управления (инспектирования). Да, но только по сложности принимаемых решений (состо-

яний), а не по увеличению числа операций (нажатых на компьютере клавиш) – состояний, необходимых для выработки решения, что всегда сопровождает такую «тотальную» цифровизацию. В **табл. 3** смоделирована гипотетическая ситуация замены функционала инспекционной деятельности на работу инспекционного программно-технического комплекса

Таблица 3. Ситуация замены функционала инспекционной деятельности на работу с инспекционным программно-техническим комплексом без участия инспекторов

Изготовитель	Программно-технический комплекс без участия инспекторов	Заказчик
Производит продукцию. Выполняет технологические, контрольные операции и испытания, предусмотренные технологическим процессом. Предоставляет доступ для установки технических средств сбора данных (датчиков, средств фото/видеофиксации и пр.) к точкам техпроцесса, где это технически возможно. Предоставляет производственные данные (включая результаты производственного контроля) в формате, приемлемом программно-техническому комплексу	На основе информации от установленных на производстве технических средств контроля и предоставленных заводом производственных данных контролирует выполнение изготовителем предусмотренных технологическим процессом операций и параметров продукции	На основании отчета, сформированного по данным производителя и технических средств (на которые может влиять производитель), получает результаты контроля выполнения заказа с возможностью получения недостоверной информации. Корректирует (при необходимости) требования заказа. При этом нет уверенности в правильности принимаемых решений, так как в их основе информация производителя.
	Подтверждает / не подтверждает качество продукции	Ограничен в возможности своевременно и точно реагировать на отклонения/отступления от требований заказа, так как информация о них может блокироваться/модифицироваться производителем
	Формирует отчеты для Заказчика	Получает продукцию, качество которой подтверждено данными, полученными от производителя

Таблица 4. Риски в ситуации замены специалистов инспекции на цифровые системы

Риски	Комментарий
Деформация баланса базовых интересов, задач и ответственности участников процесса инспекции	У изготовителя и заказчика продукции базовые интересы неизменны: у первого – изготовление и поставка продукции с минимальными издержками, у второго – получение ее в срок и соответствующего качества. Но если взамен независимого инспекторского персонала внедряется самостоятельная автоматизированная система, меняются источник и траектория движения данных. Ответственность снимается с инспекторов и перекладывается на тандем «изготовитель – инспекционная цифровая система»
Формирование и использование необъективных данных по параметрам технологических процессов и характеристикам контролируемой продукции	Исключение независимых инспекторов из процесса формирования/ввода данных на заводе может привести к искажению/подмене ключевой информации для заказчика и поставке несоответствующей продукции
Эффект «подрывающих инноваций»	«Подрывающие инновации» (disruptive innovations) [10, 11] – инновации, создающие новую в понимании потребителя ценность продукта, которая может быть для него столь значима, что заставляет перейти на новый продукт или услугу даже с <u>потерей качества</u> . В области инспекции это может произойти в форме ошибочного отказа заказчика от основополагающих принципов беспристрастности инспекции в пользу новизны «прорывных» цифровых комплексов. А по сути, заказчик идет на риск в части качества получаемой им продукции
Вероятность коммерциализации цифровой инспекции как нового продукта на рынке в ущерб интересам заказчиков инспекции и им в убыток	Компании ищут варианты применения научных разработок в продуктах, которые можно коммерциализировать. Очевидно, что может возникнуть существенная разница между практическим эффектом для потребителя и экономическим эффектом (монетизации) для разработчика новации [11]
Рост возможной потери конфиденциальности данных	Проникновение пользовательских технологий в корпоративную среду, так называемая «консьюмеризация» – от англ. consumer (пользователь, потребитель). Использование личных инструментов и ресурсов пользователя в его работе над задачами (личные смартфоны и планшеты, личные сервисы, аккаунты в сетях, в облачных хранилищах и т. п.). Этот процесс, с одной стороны, дает лучшие инструменты пользователю, экономит его время, повышает его производительность, с другой стороны, он может приводить к утечке корпоративных данных и сложности управления обширным парком личных устройств, приложений и мест хранения информации [11]
Вероятные сбойные ситуации технического плана при применении цифровых систем. Усложнение системы повышает количество отказов ее элементов	– Сбои, выход из строя технических средств (требует времени на устранение, нарушает основную деятельность по контролю); – сбои программного обеспечения (требует времени на устранение неполадок или перезагрузку системы, нарушает основную деятельность по контролю); – отсутствие или слабый сигнал Интернета (нарушает основную деятельность по контролю и передаче данных); – утери накопленных данных; – вероятность утечки данных ввиду сбоя систем защиты, их неправомерного использования и пр.

Таблица 2. Основной процесс и функции участников инспекционной деятельности

Изготовитель	Независимый орган инспекции	Заказчик
Производит продукцию. Выполняет технологические, контрольные операции и испытания, предусмотренные технологическим процессом под контролем специалистов органа инспекции. Предоставляет специалистам органа инспекции доступ к любым точкам техпроцесса для независимого контроля. Предоставляет производственные данные (включая результаты производственного контроля)	В режиме присутствия на производстве и удаленно (где это допустимо по обеспечению объективности) инспектора проводят контроль выполнения изготовителем операций технологического процесса (Witness). Самостоятельно выполняют контроль технологических операций и параметров изготавливаемой продукции (Inspection).	На основании отчетов инспекторов: – Контролирует выполнение заказа. – Своевременно и точно реагирует на отклонения/отступления от требований заказа. – Корректирует (при необходимости) требования заказа.
	Верифицируют предоставленные производственные данные на основе собственных наблюдений	Все решения принимаются на основе фактов, представленных и подтвержденных независимым органом инспекции
	Подтверждает / не подтверждает качество продукции	Получает продукцию, качество которой подтверждено независимым от изготовителя органом инспекции
	Формируют отчеты для Заказчика на основе собственных результатов контроля и верифицированных производственных данных	

без участия инспекторов. Простое сравнение с функциями участников, приведенными в **табл. 2** показывает, что исключение специалистов инспекции на производстве приводит к зависимости результатов контроля от изготовителя. Ведь данные, используемые впоследствии для принятия решений, формируются и представляются самим изготовителем либо в управляемых им условиях на его площадке. Применительно к тематике «тотальной» цифровизации, замене специалистов инспекции на цифровые системы можно выделить ряд аспектов, свидетельствующих о задачах, которые следует принимать во внимание. Примеры представлены в **табл. 4**. Исходя из изложенного в **табл. 4**, для заказчика очевидна вероятность получения и невыявления несоответствующей продукции (услуги) и ее применения. На опасных производственных объектах речь идет о безопасности жизни и здоровья людей, окружающей среды, целостности инфраструктуры. Таким образом, степень внедрения цифровизации в инспекционную деятельность – вопрос крайне серьезный, требует внимательного отношения к проработке задач и обоснованного определения применимости любых инновационных решений. Отдельным предметом рассмотрения является цифровизация такого вида инспекционной деятельности, как аудиты, в том числе технические аудиты поставщиков нефтегазовой отрасли. В условиях пандемии COVID-19 многие компании, выполняющие такие работы, перешли к проведению дистанционных аудитов на основании предоставляемых документов, фото- и видеоматериалов. Это является реальной площадкой применения технологий цифровизации в рамках сбора, анализа данных и формирования результатов аудита. Однако при такой форме проведения аудитов компании снижают уровень своей ответственности перед заказчиком, делая оговорки, что после дистанционного аудита должно последовать фактическое обследование объектов аудита, что указывает на недостаточность использования цифровых технологий для принятия объективного и взвешенного решения. Принятие решения без фактического обследования ведет к снижению доверия к процессу и результатам аудитов, тем более в случае передачи этого процесса в руки самого обследуемого предприятия. Также прорабатывается практика работы так называемых технических посредников (в некоторых источниках остроумно

используется термин «аватар») – физических лиц, не обладающих квалификацией и полномочиями аудитора, привлекаемых для сбора объективных свидетельств. Территориально находясь близко к проверяемой организации, они действуют на площадке аудита под дистанционным управлением аудитора с использованием коммуникационных технологий. Данный подход также имеет ряд очевидных ограничений. Таким образом, в области аудитов актуальной является задача выделения направлений, где цифровизация применима. Наиболее значимым можно определить процесс формирования реестра поставщиков и производителей, когда порядок проведения и формат результатов аудитов формализован, определены критерии поставщиков, сформирован алгоритм ранжирования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Цифровые технологии нашли широкое применение в инспекционной деятельности, не вытесняя ее главную ценность – человека-профессионала. Цифровизация инспекции – это поддержка работы специалистов современными программно-техническими комплексами, по сути, автоматизация и оптимизация необходимых и достаточных процессов инспекции. Разработки в данной области позволяют констатировать, что цифровизация работы инспекторов в настоящее время проведена на высоком уровне, инспекционную деятельность сопровождает использование комплекса информационных технологий. Существующие программно-технические комплексы обеспечивают эффективность инспекционной деятельности, являясь инструментарием, позволяющим оптимизировать задачи накопления, обработки и использования информации. Развитие продолжается, имеется потенциал дальнейшего улучшения, расширения характеристик и функционала при совершенствовании средств передачи данных, региональных и локальных сетей Интернета, модернизации инструментов и ресурсов пользователей, моделирования и оптимизации принятых решений и пр. При этом трансформация в чисто цифровые инспекции без участия специалистов-инспекторов недопустима, исходя из основных принципов инспекционной деятельности и рисков заказчика. Даже за смоделированные и оптимизированные решения ответственность несет специалист-инспектор.

Ответственность инспекторов включает компетентность, независимость, беспристрастность, конфиденциальность и не может быть переложена на инспекционные цифровые системы с вводом данных от производителя. Очевидно, что только правильное использование современного инструментария инспекционной деятельности с грамотным и уместным применением цифровых технологий под

управлением компетентных инспекторов обеспечивает объективный контроль, и в итоге – надежность и безопасность объектов, для которых осуществляется данный контроль.

Список литературы

1. World Economic Forum. Digital Transformation Initiative. Unlocking \$100 Trillion for Business and Society from Digital Transformation. Executive summary. https://www.accenture.com/_acnmedia/accenture/conversion-assets/wef/pdf/accenture-dti-executive-summary.pdf (дата обращения: 13.01.2021).
2. Указ Президента Российской Федерации от 07.05.2018 № 204. О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года. <http://www.kremlin.ru/acts/bank/43027> (дата обращения: 13.01.2021).
3. Абдрахманова Г.И., Вишневецкий К.О., Гохберг Л.М. и др. Что такое цифровая экономика? Тренды, компетенции, измерение // докл. к XX Апрель. междунар. науч. конф. по проблемам развития экономики и общества. – М.: Дом Высшей школы экономики. – 2019.
4. Министерство цифрового развития, связи и массовых коммуникаций РФ. Национальная программа. Цифровая экономика Российской Федерации (утв. решением президиума Совета при Президенте РФ по стратегическому развитию и национальным проектам 24.12.2018). <http://static.government.ru/media/files/3b1AsVA1v3VziZip5VzAY8RTcLEbdCct.pdf> (дата обращения: 13.01.2021).
5. Абунова Л.А., Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. Цифровая модернизация нефтегазового комплекса России // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 54–58.
6. Шмаль Г.И., Григорьев Л.И., Кершенбаум В.Я., Леонов Д.Г. Цифровая экономика нефтяного хозяйства: генезис и системные основы // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 1. – С. 100–103.
7. Степин Ю.П. Компьютерная поддержка формирования, многокритериального ранжирования и оптимизации управленческих решений в нефтегазовой отрасли. – М.: Недра, 2016.
8. Цуканова О.А. Методология и инструментарий моделирования бизнес-процессов: учебное пособие. – СПб.: Университет ИТМО, 2015.
9. Цифровизация: практические рекомендации по переводу бизнеса на цифровые технологии: пер. с англ. – М.: Альпина Паблишер, 2019.
10. Кристенсен Клейтон М. Дилемма инноватора: Как из-за новых технологий погибают сильные компании / Клейтон М. Кристенсен: пер. с англ. 6-е изд. – М.: Альпина Паблишер, 2017.
11. Прохоров А., Коник Л. Цифровая трансформация. Анализ, тренды, мировой опыт. – М.: АльянсПринт, 2019.
12. Аслаханов А.А., Поликарпов М.П. Противодействие поставкам контрафактной продукции, применяемой на объектах трубопроводного транспорта, включая объекты жилищно-коммунального хозяйства // Трубопроводный транспорт. – 2016. – № 4 (56). – С. 8–10.
13. Таксиор О.П. ООО «Бизнес Тренд»: 25 лет на страже качества // Нефтегазовая вертикаль. – 2016. – № 21. – С. 38–42.
14. Минпромторг очертил контур «Цифровой промышленности» / Comnews, 2019. <https://www.comnews.ru/content/119733/2019-05-23/minprom-torg-ochertil-kontur-cifrovoy-promyshlennosti> (дата обращения 11.06.2019).
15. Weyer S., Schmitt M., Ohmer M., Goreck D. Towards Industry 4.0 – Standardization as the crucial challenge for highly modular, multi-vendor production systems // IFAC-PapersOnLine. 2015. – V. 48. – No. 3. – Pp. 579–584.
16. Wakke P., Blind K., De Vries H. Driving factors for service providers to participate in standardization: Insights from the Netherlands // *Industry and Innovation*. – 2015. – V. 4. – No. 22. – Pp. 299–320.
17. Blind K., Mangelsdorf A. Motives to standardize: Empirical evidence from Germany // *Technovation*. 2016. – No. 48–49. – Pp. 13–24.
18. Narayanan V.K., Chen T. Research on technology standards: Accomplishment and challenges // *Research Policy*. 2012. – No. 41. – Pp. 1375–1406.
19. Baron J., Ménière Y., Pohlmann T. Standards, consortia, and innovation // *International Journal of Industrial Organization*. 2014. – No. 36. – Pp. 22–35.
20. Zoo H., De Vries H., Lee H. Interplay of innovation and standardization: Exploring the relevance in developing countries // *Technological Forecasting & Social Change*. 2017. – No. 118. – Pp. 334–348.
21. Wang Z., Zhang M., Sun H., Zhu G. Effects of standardization and innovation on mass customization: An empirical investigation // *Technovation*. 2016. – No. 48–49. – Pp. 79–86.
22. Foster C., Heeks R. Innovation and scaling of ICT for the bottom-of-the-pyramid // *Journal of Information Technology*. 2013. – No. 28 (4). – Pp. 296–315.
23. Kim D.-h., Leeb H., Kwak J. Standards as a driving force that influences emerging technological trajectories in the converging world of the Internet and things: An investigation of the M2M/IoT patent network // *Research Policy*. 2017. – No. 46. – Pp. 1234–1254.
24. Туровец Ю.В., Вишневецкий К.О. Стандартизация цифрового производства: возможности для России и ЕАЭС // Бизнес-информатика. – 2019. – Т. 13. – № 3. – С. 78–96. <https://www.doi.org/10.17323/1998-0663.20193.78.96>.
25. ISO/IEC 17020:2012 Conformity assessment – Requirements for the operation of various types of bodies performing inspection. ICS: 03.120.20 Product and company certification. Conformity assessment. Publication date: 2012-03.
26. ГОСТ Р 58789-2019 «Система защиты от фальсификаций и контрафакта. Порядок проведения инспекции при контроле аутентичности продукции». Введен в действие Приказом Росстандарта №1495-ст от 19.12.2019 г.

References

1. World Economic Forum. Digital Transformation Initiative. Unlocking \$100 Trillion for Business and Society from Digital Transformation. Executive summary [Electronic resource]. Access mode: https://www.accenture.com/_acnmedia/accenture/conversion-assets/wef/pdf/accenture-dti-executive-summary.pdf (accessed: 13.01.2021).
2. Decree of the President of the Russian Federation of 07.05.2018 No. 204. On national goals and strategic objectives of the development of the Russian Federation for the period until 2024 [Electronic resource]. Access mode: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/43027> (accessed: 13.01.2021).
3. Abdrakhmanova G.I., Vishnevsky K.O., Gokhberg L.M. and others. What is the digital economy? Trends, competencies, measurement // reports. to XX April. international scientific. conf. on the problems of economic and social development. Moscow: Ed. House of the Higher School of Economics, 2019. (In Russ.)
4. Ministry of Digital Development, Communications and Mass Media of the Russian Federation. National program. The digital economy of the Russian Federation (approved by the decision of the Presidium of the Council under the President of the Russian Federation for Strategic Development and National Projects on 24.12.2018) [Electronic resource]. Access mode <http://static.government.ru/media/files/3b1AsVA1v3VziZip5VzAY8RTcLEbdCct.pdf> (accessed: 13.01.2021).
5. Abukova L.A., Dmitrievsky A.N., Eremin N.A. Digital modernization of the oil and gas complex of Russia. *Oil industry*. 2017, no. 10, pp. 54–58. (In Russ)
6. Shmal G.I., Grigoriev L.I., Kershenbaum V. Ya., Leonov D.G. Digital economy of the oil economy: genesis and systemic bases. *Oil industry*, 2019, no. 1, pp. 100–103. (In Russ.)
7. Stepin Yu.P. Computer support for the formation, multi-criteria ranking and optimization of management decisions in the oil and gas industry. Moscow: Nedra, 2016. (In Russ.)
8. Tsukanova O.A. Methodology and tools for modeling business processes: a tutorial. St. Petersburg, ITMO University, 2015. (In Russ.)
9. How to Go Digital: Practical Wisdom to Help Drive Your Organization's Digital Transformation (Russ. ed.: 6th ed.). Moscow, Alpina Publisher, 2017.

10. Christensen K.M. The Innovator's Dilemma. When New Technologies Cause Great Firms to Fail (Russ. ed.: 6th ed.). Moscow, Alpina Publisher, 2017.
11. Prokhorov A., Konik L. Digital Transformation: Analysis, Trends, World Experience. Moscow, Al'yans Print Publ., 2019. (In Russ.)
12. Aslakhonov A.A., Polikarpov M.P. Counteracting the supply of counterfeit products used at pipeline transport facilities, including housing and communal services. *Truboprovodny transport*, 2016, no. 4 (56), pp. 8–10. (In Russ.)
13. Taksior O.P. Business Trend LLC: 25 years on guard of quality. *Oil and Gas Vertical*, 2016, no. 21, pp. 38–42. (In Russ.)
14. The Ministry of Industry and Trade has outlined the outline of the "Digital Industry" / Comnews, 2019. [Electronic resource]: <https://www.comnews.ru/content/119733/2019-05-23/minpromtorg-ochertil-kontur-cifrovoy-promyshlennosti> (date of access 06/11/2019).
15. Weyer S., Schmitt M., Ohmer M., Goreck D. Towards Industry 4.0 – Standardization as the crucial challenge for highly modular, multi-vendor production systems. *IFAC-PapersOnLine*, 2015, v. 48, no 3, pp. 579–584.
16. Wakke P., Blind K., De Vries H. Driving factors for service providers to participate in standardization: Insights from the Netherlands. *Industry and Innovation*, 2015, v. 4, no 22, pp. 299–320.
17. Blind K., Mangelsdorf A. Motives to standardize: Empirical evidence from Germany. *Technovation*, 2016, no. 48–49, pp. 13–24.
18. Narayanana V.K., Chen T. Research on technology standards: Accomplishment and challenges. *Research Policy*, 2012, no 41, pp. 1375–1406.
19. Baron J., Ménière Y., Pohlmann T. Standards, consortia, and innovation. *International Journal of Industrial Organization*, 2014, no. 36, pp. 22–35.
20. Zoo H., De Vries H., Lee H. Interplay of innovation and standardization: Exploring the relevance in developing countries. *Technological Forecasting & Social Change*, 2017, no. 118, pp. 334–348.
21. Wang Z., Zhang M., Sun H., Zhu G. Effects of standardization and innovation on mass customization: An empirical investigation. *Technovation*, 2016, no. 48–49, pp. 79–86.
22. Foster C., Heeks R. Innovation and scaling of ICT for the bottom-of-the-pyramid. *Journal of Information Technology*, 2013, no. 28 (4), pp. 296–315.
23. Kim D.-h., Leeb H., Kwak J. Standards as a driving force that influences emerging technological trajectories in the converging world of the Internet and things: An investigation of the M2M/IoT patent network. *Research Policy*, 2017, no 46, pp. 1234–1254.
24. Turovets Yu.V., Vishnevsky K.O. Standardization of digital production: opportunities for Russia and the EAEU. *Business Informatics*, 2019, v. 13, no. 3, pp. 78–96. <https://www.doi.org/10.17323/1998-0663.2019.3.78.96>
25. ISO / IEC 17020: 2012 Conformity assessment - Requirements for the operation of various types of bodies performing inspection. ICS: 03.120.20 Product and company certification. Conformity assessment. Publication date: 2012-03.
26. GOST R 58789-2019 System of protection against falsifications and counterfeit goods. The procedure for conducting an inspection while controlling the authenticity of products. Put into effect by the Order of Rosstandart No. 1495-st of December 19, 2019.

ЦИФРОВОЙ СЛЕД КАК ИНСТРУМЕНТ ОЦЕНКИ КОМПЕТЕНЦИЙ: КЕЙС КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

Т.А. Лезина¹, к.ф.-м.н., Т.А. Хорошева², к.т.н., А.В. Коростелева²

¹Национальный исследовательский университет Высшая школа экономики

²ООО «Газпромнефть-Региональные продажи»

Электронный адрес: khrosheva.ta@gazprom-neft.ru

Увеличить скорость бизнес-процессов, связанных с оценкой компетенций сотрудников крупных компаний, увеличить эффективность и объективность соответствующих бизнес-процедур позволяет анализ цифровых следов работников. Современные технологии позволяют накапливать в информационных системах компаний данные об активностях сотрудников, связанные с их профессиональной деятельностью. Результаты повышения квалификации сотрудников, протоколы их взаимодействия по профессиональным вопросам, результаты рекрутинговых процедур формируют цифровой след (ЦС) сотрудника и могут быть использованы для регулярной оценки профессионального роста. Существенной проблемой применения идеи ЦС для оценки компетенций является выбор метрик оценки. В настоящий момент отсутствует описание практик и методик использования цифрового следа персонала. Целью работы является описание кейса использования ЦС специалистов data science Дирекции региональных продаж «Газпром нефти» для оценки уровня их профессиональных компетенций и описание подхода к оценке профессиональных компетенций сотрудников с использованием цифрового следа.

В Дирекции региональных продаж «Газпром нефти» в качестве метрики оценки выбран уровень развития компетенций, определяемый через набор «активностей» сотрудников, подтверждаемых цифровыми артефактами, информация о которых вносится в информационную систему. Описанный в статье метод оценки профессиональных компетенций сотрудников положен в основу подхода к оценке компетенций на основе цифровых данных, который позволяет повысить эффективность бизнес-процессов в HR и может быть использован в компаниях различных отраслей и масштабов. Ключевыми достоинствами подхода являются его универсальность и объективность. Результаты исследования могут быть использованы в компаниях, использующих компетентностный подход к оценке профессиональных компетенций персонала, а также являются первым шагом в развитии теории и практики применения цифровых следов сотрудников в управлении компанией.

Ключевые слова: цифровой след, оценка компетенций, data-driven управление, цифровой профиль, уровень цифровых компетенций

DIGITAL TRACE DATA AS A TOOL FOR ASSESSING COMPETENCIES:
THE CASE OF THE GAZPROM NEFT

T.A. Lezina¹, T.A. Khorosheva², A.V. Korosteleva²

¹National Research University Higher school of economics, RF, St. Petersburg

²Gazprom Neft Regional Sales (LLC), RF, St. Petersburg

Large companies can use the analysis of employees' digital trace data to increase the efficiency and objectivity of business processes of assessment of employee competencies. New technologies allow to accumulate data on the activities of employees related to their work performance in the information systems of companies. The results of employees training, protocols of their interaction on professional issues, the results of recruiting procedures form their digital footprints and can be used to regularly assess their professional growth. A significant problem in applying the idea of using digital footprints to assessing competencies is the choice of assessment metrics. At present, there are no described methods of using digital footprints of personnel. The objective of the work is to describe the case of using the digital footprints to assess the level of professional competencies of data science specialists from Gazprom Neft and describe the approach to assessing the professional competencies of employees using their digital data.

Gazprom Neft has chosen as the assessment metric the level of competence employee development, which is determined through a set of "activities" of employees confirmed by digital artifacts, information about which is entered into the information system. The method for assessing the professional competencies of employees described in the article, was used as the basis for an approach to assessing competencies using digital data. This approach makes it possible to increase the efficiency of business processes in HR and can be used in companies of various industries and scales. The key advantages of the approach are its universality and objectivity. The results of the research can be used in companies that use a competency-based approach to the assessment of professional competencies of personnel, and form the first step in the development of the theory and practice of using digital traces of employees in company's management.

Keywords: digital trace data, competency assessment, data-driven management, competency-based approach, digital profile, digital competence level

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-91-98>

ВВЕДЕНИЕ

Одним из ключевых факторов успеха цифровой трансформации компании является квалификация персонала [1–4], определяемая его профессиональными, в том числе цифровыми, компетенциями. Цифровые компетенции включают не только знания, способности, навыки, необходимые для работы, но также способность поддерживать коммуникации с помощью цифровых сред, готовность к постоянному обучению, следование организационной культуре компании [5–7]. В последнее время ИТ-компетентности персонала уделяется значительное внимание, так как этот фактор является одним из критериев цифровой зрелости компании и играет существенную роль в выборе стратегии цифровой трансформации [8]. Именно поэтому критически важной задачей любой, особенно крупной, компании является привлечение и удержание высокопрофессиональных работников. Решение этой задачи предполагает большое количество рутинных и трудоемких процедур, среди которых – регулярная оценка компетенций кандидатов на вакансии и действующих сотрудников, требующая значительных ресурсов как оцениваемых работников, так и HR-специалистов. Эффективность соответствующих бизнес-процессов за счет увеличения их скорости и уменьшения затрат на их реализацию [9], повышение качества принимаемых решений достигается за счет использования в бизнес-процессах современных инструментов анализа данных [10] и новых подходов, к которым относится анализ цифровых следов сотрудников. Под цифровым следом [11] понимают данные, «оставленные» человеком в результате использования вычислительных устройств: данные, оставленные человеком в Интернете, в социальных сетях, информация из личных кабинетов и пр. В настоящее время анализ ЦС граждан в этом контексте используется в различных сферах: в туризме для определения пространственного поведения туристов [12], для формирования социального рейтинга граждан [13], в маркетинге для формирования потребительского профиля [14], в банковской сфере для определения кредитоспособности клиента [15]. Исследования в области использования ЦС в образовательной деятельности в основном сосредоточены на анализе результатов обучения, цифрового присутствия и психометрического моделирования [16].

Идея использования ЦС персонала компаний реализуется в основном в формате мониторинга активности и производительности труда работников, подразумевающего открытое или скрытое наблюдение за временем, которое работники тратят на выполнение заданий, специфическим поведением (например, при взаимодействии с клиентами) [10]. При этом многие компании активно практикуют анализ информации о кандидатах на вакансии в социальных сетях [17, 18]. В Российской Федерации планируется использовать цифровые профили специалистов в процедурах набора персонала на госслужбу¹. Однако в литературе в настоящий момент отсутствует описание методов практического использования ЦС для оценки профессиональных компетенций сотрудников. Одной из первых в России компаний, разработавших и внедривших метод оценки цифровых компетенций сотрудников с использованием ЦС, стала Дирекция региональных продаж компании «Газпром нефть».

Целью работы является описание кейса использования ЦС специалистов data science Дирекции региональных продаж (ДРП) «Газпром нефти» для оценки уровня их профессиональных компетенций и формирование подхода к оценке профессиональных компетенций сотрудников с использованием ЦС. В рамках работы рассматриваются следующие вопросы:

1. Анализ существующих исследований по оценке компетенций персонала на основе ЦС.
2. Описание метода оценки цифровых компетенций сотрудников на основе ЦС, разработанного и апробированного для оценки специалистов data science в ДРП «Газпром нефти».
3. Описание подхода к оценке профессиональных компетенций сотрудников на основе их ЦС.

ПОНЯТИЕ «ЦИФРОВОЙ СЛЕД» СОТРУДНИКА

В России методика применения ЦС в образовательной сфере впервые подробно описана в документах Университета НТИ «20.35», где под ЦС понимаются цифровые данные, накопленные во время / по итогам занятий или работы над проектом: конспекты, коды программ, аудио- или видеозаписи, презентации, данные о проектной деятельности, выступлениях на конференциях и других

активностей². Цифровой след в контексте оценки сотрудника компании включает цифровые данные, сгенерированные в результате профессиональной деятельности и повышения квалификации. Т. Fabbri, F. Mandreoli и др. [19] предлагают рассматривать цифровые данные, сформированные сотрудником, как возможность сделать рабочий процесс прозрачным и создать актив из ЦС сотрудников, обеспечивающий такой уровень информации, который может быть использован в теории и исследованиях в области HR, а также трансформировать HRM (Human Resource Management) в data-driven практику (принятие решений на основе данных). Информационный и управленческий потенциал генерируемых работниками цифровых следов может быть использован для формирования человеческого капитала компаний. Анализ публикаций [10, 20–23], посвященных внедрению цифровых решений в области управления персоналом компаний, позволил выявить ряд предпосылок к использованию ЦС сотрудников. В первую очередь, это расширяющийся спектр цифровых технологий, используемый в HR, благодаря которым в информационной системе компании накапливаются данные о сотрудниках, которые могут быть проанализированы. Такими цифровыми данными являются:

- результаты автоматизированной оценки навыков персонала;
- результаты онлайн-повышения квалификации сотрудников;
- протоколы взаимодействия сотрудников по профессиональным вопросам;
- результаты автоматизированных онлайн-процедур при рекрутинге.

Перечисленные выше цифровые данные о сотрудниках могут быть включены в цифровой след. В рамках данной работы под цифровым следом в дальнейшем понимаются «данные об образовательной, профессиональной или иной деятельности человека, представленные в электронной форме, оставленные пользователями в информационно-телекоммуникационных сетях. Цифровой след может быть оставлен намеренно, для достижения запланированной пользователем цели, так и непреднамеренно, при осуществлении различных видов деятельности». Именно такое определение дается в профессиональном стандарте «Специалист

по моделированию, сбору и анализу данных цифрового следа»³. Важно, что для использования ЦС при оценке компетенций сотрудников в компании необходимы:

- сформированная модель компетенций;
- регламенты, предполагающие фиксацию сотрудниками фактов проявления активностей, связанных с повышением их профессионализма;
- информационная система или платформа, позволяющая хранить соответствующую информацию.

Но самым важным моментом в применении обсуждаемой идеи является выбор метрик оценки компетенций, поскольку именно они определяют алгоритмы формирования и оценки цифрового профиля сотрудника. В ДРП компании «Газпром нефть», разработавшей свой метод оценки цифровых компетенций с помощью ЦС, в качестве метрики был выбран уровень развития компетенций, определяемый через набор так называемых профессиональных «активностей» сотрудников, информация о которых вносится в информационную систему.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВОГО СЛЕДА ПРИ ОЦЕНКЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ КОМПЕТЕНЦИЙ ЯВЛЯЕТСЯ ОБЪЕКТИВНЫМ МЕТОДОМ, ПОЗВОЛЯЮЩИМ ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССОВ В HR, ОПРЕДЕЛИТЬ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ РОСТ И КВАЛИФИКАЦИЮ ПЕРСОНАЛА.

МЕТОД ОЦЕНКИ КОМПЕТЕНЦИЙ С ПОМОЩЬЮ ЦИФРОВОГО СЛЕДА СПЕЦИАЛИСТОВ DATA SCIENCE ДИРЕКЦИИ РЕГИОНАЛЬНЫХ ПРОДАЖ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

Дирекция региональных продаж компании «Газпром нефть» использует компетентностный подход к оценке специалистов, в рамках которого разработана матрица аналитических компетенций, содержащая общие (data literacy) и профессиональные (data science) компетенции (**табл. 1**). Все сотрудники компании должны владеть общими компетенци-

¹ Официальный сайт Правительства России. [Электронный ресурс]: <http://government.ru/docs/37506/>.

² Университет «20.35». Инструкция по применению. 2018. [Электронный ресурс]: https://ntinews.ru/in_progress/likbez/universitet-20-35-instruktsiya-po-primeneniyu.html (дата обращения: 15.01.2020).

³ Официальный сайт для размещения информации о подготовке федеральными органами исполнительной власти проектов нормативных правовых актов и результатах их общественного обсуждения. <https://regulation.gov.ru/projects#npa=105301>

Таблица 1. Матрица аналитических компетенций (составлено авторами)

Тип компетенции	Профессиональная компетенция
Общие (Data Literacy)	Жизненный цикл аналитики
	Качество данных
	Основы анализа данных
	Основы машинного обучения
	Визуализация и интерпретация данных
Профессиональные (Data Science)	Подготовка и организация данных
	Основы разработки программного обеспечения
	Математические основы анализа данных
	Методы оптимизации и имитационного моделирования
	Машинное обучение и анализ данных

Таблица 2. Перечень активностей специалиста в области Data Science

Активность	Подтверждающие артефакты
Выступление на внешней конференции	Сертификат участника
Прохождение онлайн-курсов	Сертификат о прохождении курса
Выступление на внутреннем семинаре	Сертификат/запись об участии в профиле на корпоративном портале
Публикация статьи	Ссылки на публикацию
Участие в проектах компании	Запись в профиле на корпоративном портале об участии
Руководство проектом компании	Запись в профиле на корпоративном портале
Прослушивание вебинаров	Запись в профиле на корпоративном портале о прослушивании
Наставничество	Запись в профиле на корпоративном портале
Участие в open-source проектах (выявленные ошибки, предложения по изменению, вклад в изменения)	Ссылка на проект, файл с описанием проекта
Дополнение корпоративной базы знаний	Данные, хранящиеся в базе знаний
Проведение внутреннего обучения	Запись в профиле на корпоративном портале

ями, а специалисты в области data science – профессиональными. Эта матрица может применяться для оценки уровня цифровых компетенций в подразделении как для каждого сотрудника по отношению к его целевому профилю, так и усредненного по подразделению уровня. По итогам оценки в компании формируется пул специалистов, которым рекомендуется пройти дополнительное обучение по тем разделам, по которым зафиксировано наибольшее отклонение от целевого уровня. Разработанный метод оценки компетенций специалистов data science с использованием ЦС, формируемого в рамках их профессиональной деятельности, апробирован в Центре продвинутой аналитики и искусственного интеллекта Управления аналитических решений, технологий больших данных и искусственного интеллекта Дирекции региональных продаж «Газпром нефти». Первый этап этого метода предполагает отбор активностей сотрудников по повышению уровня их цифровых компетенций и подтверждающих их цифровых артефактов. Результатом этого этапа является формирование цифровых следов сотрудников. Примерами активностей являются участие в конференциях, прохождение онлайн-курсов, публикации статей. Артефактом, подтверждающим прохождение онлайн-курса, явля-

ется сертификат, который сотрудник может загрузить в свой профиль на корпоративной платформе компании; по результатам участия в различных онлайн-соревнованиях работник получает электронный диплом, который также подтверждает повышение его компетентности в определенной области. В список активностей специалистов data science также были включены специфичные для аналитиков активности – внутрикорпоративные семинары, участие в проектах и пр. (табл. 2). Существенно то, что регламенты компании позволяют фиксировать факты указанных активностей, подтвержденных цифровыми артефактами с помощью специально разработанного программного средства. Таким образом, сотрудники самостоятельно фиксируют свой цифровой след, анализ которого позволяет компании объективно, с минимальными затратами определить уровень их компетенций. У компании появилась возможность формировать историю профессионального развития сотрудника и его команды в целом. Следующий этап разработанного метода оценки на основе цифрового следа предполагает формирование перечня *уровней развития компетенций* сотрудников и сопоставление им активностей, отобранных на предыдущем шаге. Для специалистов data science ДРП «Газпром нефти» были выделены следующие уровни развития компетенций:

1-й уровень – Знания сотрудника без практического применения этих знаний. Например, сотрудник прослушал курс по определенным инструментам, но не применял их для решения практических задач. 2-й уровень – Умения. Сотрудник, обладая знаниями, применяет их, например, во время участия в проекте компании. 3-й уровень – Способность передать свои знания и практический опыт по определенным разделам, обучить коллег, например, через проведение внутреннего обучения. Уровни развития компетенций и сопоставленные им активности представлены на рис. 1.

В рамках апробации описываемого метода в компании были выделены три группы специалистов data science по ролям: стажеры (junior data scientist), специалисты (middle data scientist), руководитель проекта и эксперт-аналитик (senior data scientist), и разработаны требования к целевому уровню владения компетенциями по ролям (табл. 3). Специалистам из исследуемой группы было предложено ввести в базу данных информацию об активностях, развивающих их компетенции. Для ввода этой информации было разработано специальное приложение. Анализ сформированных ЦС сотрудников позволил определить уровень развития их компетенций и сравнить с уровнем компетенций

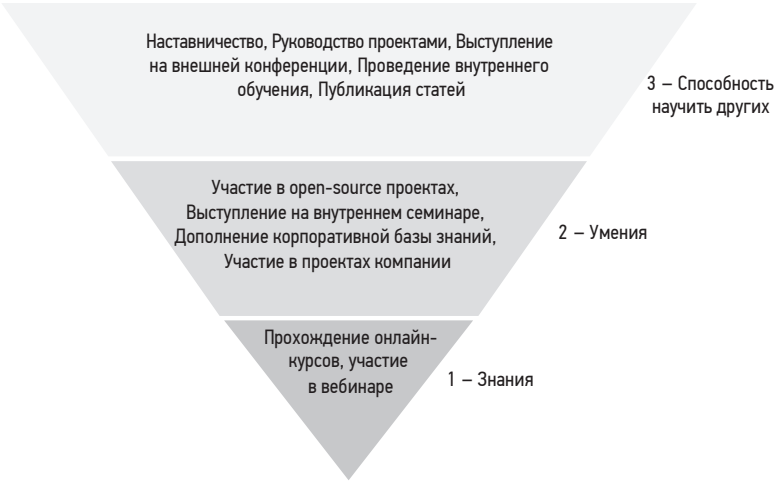


Рис. 1. Распределение активностей по уровням. Составлено авторами

других участников группы. Формат данных ЦС специалистов позволяет визуализировать в приложении цифровой профиль как конкретного сотрудника, так и команды проекта, выявляя их сильные и слабые стороны, принимать решения о развитии сотрудников, а также оперативно отбирать специалистов для участия в новых проектах. Дашборд разработан в среде Power BI. Модель данных, сформированная для реализации дашборда, представлена на рис. 2. Этот дашборд в настоящее время используется в компании как инструмент руководителя и HR-специалистов (рис. 3).



Рис. 2. Модель данных, используемая в Дашборде, визуализирующем уровни компетенций сотрудников. Составлено авторами

Таблица 3. Требования к уровням владения компетенциями специалистов data science ДРП по ролям

Компетенция	Junior data scientist	Middle data scientist	Senior data scientist
Жизненный цикл аналитики данных	2	2	3
Визуализация и интерпретация данных	2	2	3
Подготовка и организация данных	1	2	3
Основы разработки программного обеспечения	1	2	3
Математические основы анализа данных	1	2	3
Машинное обучение и анализ данных	2	3	3

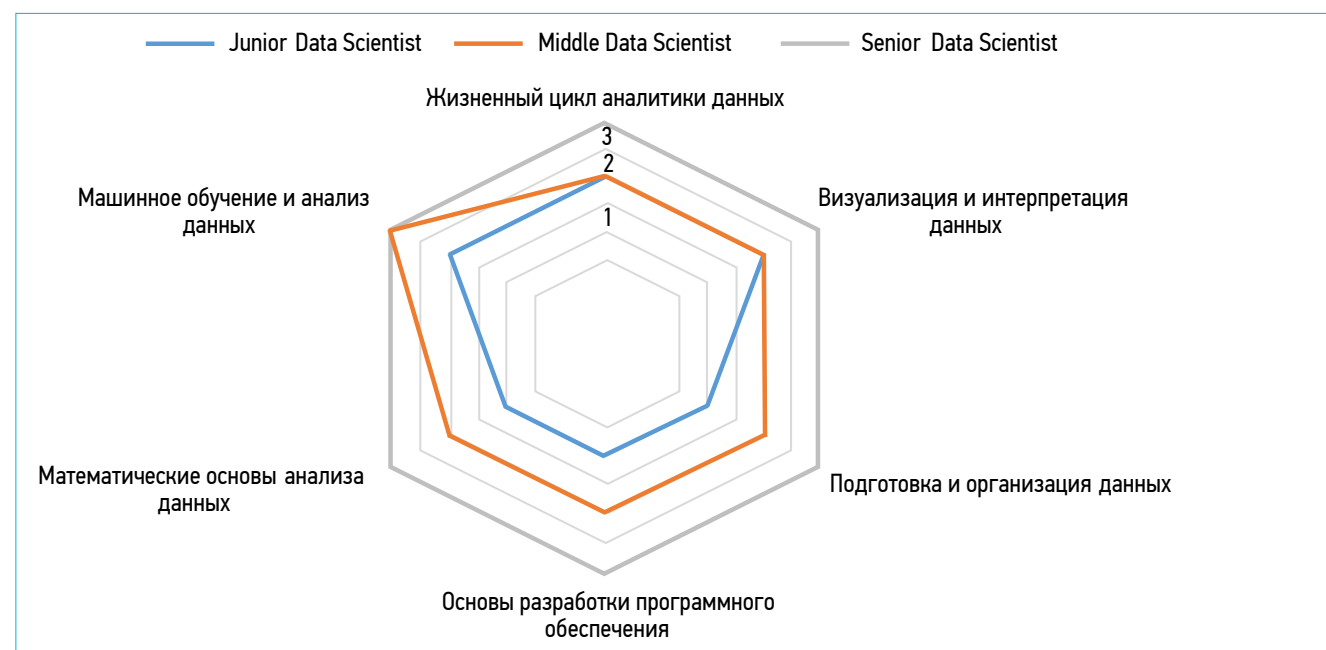


Рис. 3. Фрагмент Дашборда с диаграммой сравнения профилей аналитических компетенций трех сотрудников Data Scientist из групп Junior, Middle, Senior. Составлено авторами

Опыт применения метода оценки цифровых компетенций сотрудников на основе цифрового следа свидетельствует о том, что данный метод позволяет объективно оценить уровень профессиональных компетенций каждого сотрудника и любой команды, планировать индивидуальное и командное обучение, выстраивать наиболее эффективные проектные команды, подбирать новые кадры в соответствии с формализованными цифровыми профилями. Как уже указывалось выше, полученная оценка носит объективный характер, визуализация результатов оценки облегчает и ускоряет принятие управленческих решений. Дальнейшее развитие проекта предполагает расширение списка активностей, организацию автоматического ввода информации о внутренних активностях таких, как выступление на внутренних семинарах, оформление статьи на корпоративном портале, дополнение базы знаний, проведение внутреннего обучения, наставничество и т. д. При накоплении исторических данных возможно добавление весов к активностям в зависимости от задач, которые актуальны для компании в текущий момент времени.

ПОДХОД К ОЦЕНКЕ КОМПЕТЕНЦИЙ С ПОМОЩЬЮ ЦИФРОВЫХ СЛЕДОВ

Идея использования ЦС сотрудника как инструмента оценки компетенций может быть реализована в компаниях различных отраслей, различающихся моделями компетенций, а также перечнями учитываемых активностей и цифровых артефактов, свиде-

тельствующих о повышении квалификации. Разработанный метод оценки специалистов data science может быть расширен и положен в основу подхода к использованию цифровых следов сотрудников для оценки их компетенций. Этот подход включает следующие этапы:

- *Определение задач оценки персонала с помощью цифрового следа.*
- *Определение возможности использования цифрового следа в конкретной компании* (этап предполагает анализ возможности и целесообразности формирования ЦС, а также аудит технических и программных средств, необходимых для фиксации соответствующих активностей и цифровых артефактов).
- *Формирование модели компетенций* (на этом этапе необходимо сформировать или провести аудит модели компетенций сотрудников).
- *Определение перечня цифровых артефактов и активностей, формирующих цифровой след сотрудников, а также метрик, в которых будут оцениваться компетенции* (этап предполагает идентификацию фактов, событий, активностей, свидетельствующих о повышении уровня компетенций сотрудников, и формат их фиксации для формирования ЦС. И именно на этом этапе необходимо сформулировать метрики для оценки компетенций).
- *Разработка или аудит регламентов*, необходимых для обеспечения формирования цифровых следов.

- *Разработка приложения, автоматизирующего формирование аналитических отчетов с результатами оценки собранных данных.*

При реализации подхода необходимо учитывать возможное завышение своих показателей сотрудниками за счет увеличения количества активностей и пренебрежения их качеством, необходимость ранжирования активностей одного уровня и т. д. Эти проблемы регулируются изменением соответствующих регламентов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье описан метод оценки профессиональных компетенций специалистов data science, разработанный и апробированный в Центре продвинутой аналитики и искусственного интеллекта Управления аналитических решений, технологий больших данных и искусственного интеллекта Дирекции региональных продаж «Газпром нефти» на основе использования цифровых следов. Этот метод расширен и формализован в виде подхода к оценке профессионального роста сотрудников и их профессиональных компетенций для компаний различных отраслей и масштабов. Ключевым достоинством этого подхода является его универсальность, поскольку компания имеет возможность сама определять активности и соответствующие им цифровые артефакты, формирующие ЦС специалистов. Другим важным достоинством подхода является сокращение временных и денежных ресурсов, необходимых для реализации процедур оценки персонала за счет автоматизации анализа данных ЦС. И, наконец, критически важным достоинством подхода

является объективность результатов оценки. Помимо количественных эффектов использования ЦС для оценки персонала существуют и качественные эффекты: сотрудники компании более ответственно относятся как к своей профессиональной деятельности ввиду прозрачности бизнес-процессов, в которых они участвуют, так и к повышению квалификации. Актуальные аналитические отчеты с результатами оценки компетенций сотрудников становятся доступными менеджменту компании в любой момент времени. В стратегическом плане внедрение анализа цифровых следов сотрудников приближает компании к data-driven управлению ресурсами. Заметим, что предлагаемый подход к оценке компетенций сотрудников наряду с преимуществами имеет ряд ограничений. В первую очередь данный подход актуален для крупных компаний, активно инвестирующих в программы обучения и развития персонала. В компаниях должны быть техническая возможность фиксации цифровых артефактов, подтверждающих проявленные активности и соответствующие регламенты. Направление дальнейшего развития методов оценки персонала с помощью цифрового следа лежит в плоскости анализа аудио-, видео- и других цифровых массивов, фиксирующих профессиональную деятельность сотрудников, требующих сложных алгоритмов и технологий, таких, например, как машинное обучение. И в этом случае, на наш взгляд, ключевой проблемой является определение метрик оценки.

Список литературы

1. Vardarlier P. Digital Transformation of Human Resource Management: Digital Applications and Strategic Tools in HRM // *Digital Business Strategies in Blockchain Ecosystems. Contributions to Management Science*. – 2020. https://www.doi.org/10.1007/978-3-030-29739-8_11.
2. De Carolis, Marco Macchi, Elisa Negri, Sergio Terzi. Guiding Manufacturing Companies Towards Digitalization. A methodology for supporting manufacturing companies in defining their digitalization roadmap. June 2017. *Conference: ICE-IEEE*. – 2017. At: Madeira. <https://www.doi.org/10.1109/ICE.2017.8279925>
3. Deloitte Global Human Capital Trends: Leading the social enterprise. 2019. Available at: <https://www2.deloitte.com/us/en/insights/focus/human-capitaltrends.html> (accessed: 10.12.2020).
4. Pitañi A.H., Rasheed M.I., Kanwal S., Ren M. Employee agility and enterprise social media: The Role of IT proficiency and work expertise // *Technology in Society*. – 2020. – V. 63.
5. Oberländer M., Beinicke A., Bipp T. Digital competencies: A review of the literature and applications in the workplace // *Computers & Education*. – 2020. – V. 146.
6. Peiffer H., Schmidt I., Ellwart T., & Ulfert A. Digital Competences in the Workplace: Theory, Terminology, and Training. In: Wuttke E., Seifried J., & Niegemann H. (eds.) // *Vocational Education and Training in the Age of Digitization: Challenges and Opportunities*. – 2020. – Pp. 157–182.
7. Murawski M., Bick M. Digital competences of the workforce – a research topic? // *Business Process Management Journal*. – 2017. – V. 23. – No. 3.
8. Долганова О.И., Деева Е.А. Готовность компании к цифровым преобразованиям: проблемы и диагностика // *Бизнес-информатика*. – 2019. – Т. 13. – № 2. – С. 59–72. <https://www.doi.org/10.17323/1998-0663.2019.2.59.72>
9. Valiris G., Glykas M. Business analysis metrics for business process redesign // *Business Process Management Journal*. – 2004. – V. 10. – No. 4. – Pp. 445–480. <https://doi.org/10.1108/14637150410548100>.
10. Connelly C., Fieseler C., Cerne M., Giessner S. R. Working in the digitized economy: HRM theory & practice // *Human Resource Management Review*. – 2021. – V. 31. – No. 1. 100762. <https://doi.org/10.1016/j.hrmr.2020.100762>
11. Parkinson B., Millard D.E., O'Hara K., Giordano R. The digitally extended self: A Lexicological analysis of personal data // *Journal of Information Science*. – 2018.
12. Salas-Olmedo A.H., Moya-Gómez B., García-Palomares J.C., Gutiérrez J. Tourists' digital footprint in cities: Comparing Big Data sources // *Tourism Management*. – 2018. – V. 66. – Pp. 13–25. <https://doi.org/10.1016/j.tourman.2017.11.001>
13. Городничев С.В. Герасимова П.Г. Система социального рейтинга в Китае // *Финансовый университет при правительстве Российской Федерации (Тульский филиал)*. – 2020. – № 1. – С. 134–136.

14. Yuh-Jen Chen, Yuh-Min Chen, Yu-Jen Hsu and Jyun-Han Wu. Predicting Consumers' Decision-Making Styles by Analyzing Digital Footprints on Facebook // International Journal of Information Technology & Decision Making. – 2019. – V. 18. – No. 02. – Pp. 601–627. <https://doi.org/10.1142/S0219622019500019>
15. Lobosco Katie. Facebook friends could change your credit score. CNNMoney. 26 August 2013 [Электронный ресурс]: <https://money.cnn.com/2013/08/26/technology/social/facebook-credit-score/> (дата обращения: 16.12.2020).
16. Buitrago-Ropero M.E., Ramírez-Montoya M.S. & Laverde A.C. Digital footprints (2005–2019): a systematic mapping of studies in education. Interactive Learning Environments, 2020. <https://www.doi.org/10.1080/10494820.2020.1814821>
17. Dandwani V. Wadhvani Vinita. Candidate Ranking and Evaluation System based on Digital Footprints // IOSR Journal of Computer Engineering. – 2017. – V. 19. – Pp. 35–38. <https://doi.org/10.1111/j.1748-8583.2008.00070.x>
18. Fabbri T., Mandreoli F., Martoglia R., Scapolan A.C. Employee Attitudes and (Digital) Collaboration Data: A Preliminary Analysis in the HRM Field // 28th International Conference on Computer Communication and Networks (ICCCN). – 2019. – Pp. 1–6. <https://www.doi.org/10.1109/ICCCN.2019.8846957>
19. Driver Saige. Social Media Screenings Increase for Job Seekers. www.businessnewsdaily.com. Retrieved 2019-04-01 [Электронный ресурс]: <https://www.businessnewsdaily.com/2377-social-media-hiring.html> (дата обращения: 16.12.2020).
20. Dunderdale N. How the employee benefits market is going digital // Strategic HR Review. – 2017. – V. 17. – No. 1. <https://www.doi.org/10.1108/SHR-12-2017-0084>
21. Van Esch P., Black J.S. Factors that influence new generation candidates to engage with and complete digital, AI-enabled recruiting // Business Horizons. – 2019. – V. 62. – No. 6. – Pp. 729–739. <https://www.doi.org/10.1016/j.bushor.2019.07.004>
22. Guinan P.J., Parise S., Langowitz N. Creating an innovative digital project team: Levers to enable digital transformation // Business Horizons. – 2019. – V. 62. – No. 6. – Pp. 717–727. <https://www.doi.org/10.1016/j.bushor.2019.07.005>
23. Tammaro A.M. New Profiles, New Skills, New Education for Digital Heritage Professionals: European Spotlight on Competency-Based System // International Information & Library Review. – 2017. – V. 49. – No. 4. – Pp. 290–296. <https://www.doi.org/10.1080/10572317.2017.1383748>

References

1. Vardarlier P. Digital Transformation of Human Resource Management: Digital Applications and Strategic Tools in HRM. Digital Business Strategies in Block-chain Ecosystems // *Contributions to Management Science*. 2020. https://www.doi.org/10.1007/978-3-030-29739-8_11.
2. De Carolis, Marco Macchi, Elisa Negri, Sergio Terzi. Guiding Manufacturing Companies Towards Digitalization. A methodology for supporting manufacturing companies in defining their digitalization roadmap. June 2017. *Conference: ICE-IEEE 2017 At: Madeira*. <https://www.doi.org/10.1109/ICE.2017.8279925>
3. Deloitte Global Human Capital Trends: Leading the social enterprise. 2019. Available at: <https://www2.deloitte.com/us/en/insights/focus/human-capitaltrends.html> (accessed: 10.12.2020).
4. Pitafi A.H., Rasheed M.I., Kanwal S., Ren M. Employee agility and enterprise social media: The Role of IT proficiency and work expertise. *Technology in Society*. 2020, v. 63.
5. Oberländer M., Beinicke A., Bipp T. Digital competencies: A review of the literature and applications in the workplace. *Computers & Education*. 2020, v. 146.
6. Peifer H., Schmidt I., Ellwart T., & Ulfert A. Digital Competences in the Workplace: Theory, Terminology, and Training. In: Wuttke E., Seifried J., & Niegemann H. (eds.). *Vocational Education and Training in the Age of Digitization: Challenges and Opportunities*. 2020. Pp. 157–182.
7. Murawski M., Bick M. Digital competences of the workforce – a research topic? *Business Process Management Journal*, 2017, v. 23, issue 3.
8. Dolganova O. I., Deeva E. A. Company readiness for digital transformations: problems and diagnosis. *Biznes-informatika [Business Informatics]*. 2019, v. 13, no 2, pp. 59–72. (In Russ.) <https://www.doi.org/10.17323/1998-0663.2019.2.59.72> (in Russ.).
9. Valiris G., Glykas M. Business analysis metrics for business process redesign. *Business Process Management Journal*. 2004, v. 10, no. 4, pp. 445–480. <https://doi.org/10.1108/14637150410548100>.
10. Connelly C., Fieseler C., Cerne M., Giessner S. R. Working in the digitized economy: HRM theory & practice. *Human Resource Management Review*. March 2021, v. 31, no 1, 100762. <https://doi.org/10.1016/j.hrmr.2020.100762>
11. Parkinson B., Millard D. E., O'Hara K., Giordano R. The digitally extended self: A Lexicological analysis of personal data. *Journal of Information Science*. 2018.
12. Salas-Olmedo A. H., Moya-Gómez B., García-Palomares J.C., Gutiérrez J. Tourists' digital footprint in cities: Comparing Big Data sources. *Tourism Management*. June 2018, v. 66, p. 13–25. <https://doi.org/10.1016/j.tourman.2017.11.001>.
13. Gorodnichev S.V., Gerasimova P.G. Social rating system in China. *Financial University under the Government of the Russian Federation (Tula Branch)*. 2020, no.1, pp. 134–136. (In Russ.)
14. Yuh-Jen Chen, Yuh-Min Chen, Yu-Jen Hsu and Jyun-Han Wu. Predicting Consumers' Decision-Making Styles by Analyzing Digital Footprints on Facebook. *International Journal of Information Technology & Decision Making*. 2019, v. 18, no 02, pp. 601–627. <https://doi.org/10.1142/S0219622019500019>
15. Lobosco Katie. Facebook friends could change your credit score. *CNNMoney*. 26 August 2013. [Electronic resource]: <https://money.cnn.com/2013/08/26/technology/social/facebook-credit-score/> (accessed: 16.12.2020).
16. Buitrago-Ropero M.E., Ramírez-Montoya M.S. & Laverde A.C. Digital footprints (2005–2019): a systematic mapping of studies in education. *Interactive Learning Environments*. 2020. <https://www.doi.org/10.1080/10494820.2020.1814821>
17. Dandwani V. Wadhvani Vinita. Candidate Ranking and Evaluation System based on Digital Footprints. *IOSR Journal of Computer Engineering*. 2017, v. 19, pp. 35–38. <https://doi.org/10.1111/j.1748-8583.2008.00070.x>
18. Fabbri T., Mandreoli F., Martoglia R., Scapolan A. C. Employee Attitudes and (Digital) Collaboration Data: A Preliminary Analysis in the HRM Field. *28th International Conference on Computer Communication and Networks (ICCCN)*. 2019, pp. 1–6. <https://www.doi.org/10.1109/ICCCN.2019.8846957>
19. Saige Driver. Social Media Screenings Increase for Job Seekers. www.businessnewsdaily.com. Retrieved 2019-04-01 [Electronic resource]: <https://www.businessnewsdaily.com/2377-social-media-hiring.html> (accessed: 16.12.2020).
20. Dunderdale N. How the employee benefits market is going digital. *Strategic HR Review*. 2017, v. 17, no 1. <https://www.doi.org/10.1108/SHR-12-2017-0084>
21. Van Esch P., Black J.S. Factors that influence new generation candidates to engage with and complete digital, AI-enabled recruiting. *Business Horizons*. 2019, v. 62, no 6, pp. 729–739. <https://www.doi.org/10.1016/j.bushor.2019.07.004>
22. Guinan P.J., Parise S., Langowitz N. Creating an innovative digital project team: Levers to enable digital transformation. *Business Horizons*. 2019, v. 62, no 6, pp. 717–727. <https://www.doi.org/10.1016/j.bushor.2019.07.005>
23. Tammaro A.M. New Profiles, New Skills, New Education for Digital Heritage Professionals: European Spotlight on Competency-Based System. *International Information & Library Review*. 2017, v. 49, no 4, pp. 290–296. <https://www.doi.org/10.1080/10572317.2017.1383748>

ГОСУДАРСТВЕННОЕ СТИМУЛИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОХИМИИ И РАЗВИТИЯ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РФ ОТКРЫВАЕТ НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ

Н.В. Купцов, М.С. Самодуров

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Kuptsov.NV@gazprom-neft.ru

Новый вектор энергетической политики Российской Федерации, направленный на развитие несырьевого экспорта, подкреплен в 2020 году вводом ключевых федеральных законов по стимулированию газопереработки (этан и сжиженный углеводородный газ) и предпринимательской деятельности в Арктической зоне РФ. Эти изменения являются стимулом к реализации инновационных проектов с удлиненной технологической цепочкой с выпуском продукции высоких переделов. Арктические газоконденсатные месторождения РФ приобретают дополнительный потенциал для значительного увеличения ценности и монетизации масштабных запасов, большинство которых локализовано в Ямало-Ненецком АО. Глобальные мировые тенденции подтверждают актуальность газохимического направления: с ростом мирового потребления будет возрастать потребность в конечной полимерной продукции, при новом экологичном энергопереходе будет возрастать доля газа. В статье выполнен комплексный анализ трендов мирового рынка газа и газохимической продукции, ресурсной углеводородной базы РФ и изменений законодательства.

Ключевые слова: налоговая политика, новые проекты, Арктическая зона, полуостров Ямал, газохимия, переработка, этан, СУГ, полиолефины, полиэтилен, полипропилен, несырьевой экспорт, Азиатско-Тихоокеанский регион, ценность проекта

STATE SUPPORT FOR PETROCHEMICALS AND INVESTMENTS IN RUSSIAN ARCTIC OPENS UP NEW OPPORTUNITIES FOR THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON RESOURCE BASE

N.V. Kuptsov, M.S. Samodurov

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The new vector of the energy policy of the Russian Federation, aimed at the development of non-resource exports, was supported in 2020 by the adoption of key federal laws that stimulate gas processing (ethane and LPG) and business activities in the Arctic zone of the Russian Federation. These changes are an incentive for the implementation of innovative projects with an expanded technological chain with the production of products with high added value. Arctic gas condensate fields in the Russian Federation are acquiring additional potential to significantly increase the value and monetize large-scale reserves, most of which are located in the Yamalo-Nenets Autonomous District. Global trends confirm the relevance of the gas chemical direction – with the growth of global consumption, the need for final polymer products will increase, and with the new environmentally friendly energy transition, the share of gas will increase. The article presents a comprehensive analysis of trends in the development of the world market of gas and gas chemical products, the hydrocarbon resource base of the Russian Federation and changes in legislation. It is concluded that the enterprises of the Russian Federation have advantages for the implementation of gas chemical projects in the medium and long term in 2022-2030, especially in the Arctic zone of the Russian Federation.

Keywords: tax policy, new projects, arctic zone, Yamal peninsula, gas chemistry, processing, ethane, LPG, polyolefins, polyethylene, polypropylene, non-commodity exports, Asia-Pacific region, project value

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-99-106>

ВВЕДЕНИЕ

На сегодня множество факторов, включая глобальные макротренды, геополитические тенденции и логику развития вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), создают предпосылки для расширения газохимического направления деятельности компаний. Быстрый рост мирового потребления продукции нефте- и газохимии предоставляет возможности странам с крупными запасами газа инвестировать в новые экспортно-ориентированные мощности.

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ ФОКУСИРОВАННО СТИМУЛИРУЕТ РАЗВИТИЕ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ И ИНВЕСТИЦИОННУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ, ЧТО СОЗДАЕТ БЛАГОПРИЯТНЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ИННОВАЦИОННЫХ ГАЗОХИМИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

Государство в 2020 году сформировало благоприятные условия для развития Арктической зоны РФ и создает условия для стимулирования инвесторов в целях реализации газохимических проектов в Арктике с предоставлением льгот по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ)¹ для добываемого сырья и введением обратных акцизов на этан и сжиженные углеводородные газы (СУГ) для получения продукции глубоких переделов². Полуостров Ямал и прилегающие территории – крупнейшая нефтегазоносная провинция России, где расположены более 30 месторождений на 45 лицензионных участках с общим объемом запасов 26,5 трлн м³ газа и 1,6 млрд тонн жидких углеводородов [1]. С учетом ресурсного потенциала и существующих планов недропользователей к 2035 году полуостров Ямал будет обеспечивать 360 млрд м³ добычи газа в год, или 34–42% от прогнозируемого уровня российской газодобычи [1, 2]. Созданные государством благоприятные условия формируют возможность производства газохимической продукции.

¹ Федеральный закон от 18.03.2020 № 65-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации» (в части стимулирования поиска и оценки месторождений углеводородного сырья, разведки и добычи углеводородного сырья на отдельных территориях Арктической зоны Российской Федерации).

² Федеральный закон от 15.10.2020 № 321-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации в части введения обратного акциза на этан, сжиженные углеводородные газы и инвестиционного коэффициента, применяемого при определении размера обратного акциза на нефтяное сырье».

В статье выполнен анализ трендов мирового рынка газа и газохимической продукции, ресурсной углеводородной базы РФ и изменений законодательства, которые формируют преимущества для российских компаний при реализации газохимических проектов в средне- и долгосрочной перспективе.

ОПЕРЕЖАЮЩИЕ ТЕМПЫ СПРОСА НА ПОЛИМЕРНУЮ ГАЗОХИМИЧЕСКУЮ ПРОДУКЦИЮ ОТКРЫВАЮТ ОКНО ВОЗМОЖНОСТЕЙ

В развитии мирового рынка природного газа в 2000–2018 годах наблюдались следующие особенности и тенденции:

- среднегодовой темп роста спроса на газ в мире практически не колебался и составил в среднем ~2,7% (таким образом, потребление природного газа в мире выросло с 2 390 млрд м³ в 2000 году до 3 849 млрд м³ в 2018 году) [3];
- доля газа в мировом энергобалансе с 2000 года сохраняется неизменной на уровне 21–22%; притом что доля нефти упала с 37 до 32% в пользу угля (с 23 до 27%) [4];
- лидерами по приросту потребления газа являются Ближний Восток (+409 млрд м³), Китай (+259), США (+154), Южная и Юго-Восточная Азия (+160) [3];
- трансграничная торговля (импорт) газа выросла с ~600 до 940 млрд м³ (т.е. на 56,7%), с 2000 года прирост мировой торговли газом на 55% осуществлялся в форме сжиженного природного газа (СПГ) и на 45% по трубопроводному транспорту [3].

По прогнозу Международного энергетического агентства [5], спрос на природный газ в мире в 2040 году составит около 5,2–5,4 трлн м³, т.е. увеличится на 33–45% относительно спроса в 2018 году (3,8 трлн м³) со средним ежегодным приростом 1,4% в год. Ожидается, что основной прирост потребления произойдет за счет Китая, Ближнего Востока, Северной Америки, Индийского субконтинента и Юго-Восточной Азии [6]. На **рис. 1** представлен прогноз мирового производства газа до 2040 года в соответствии с [3, 5].

Основной крупнотоннажной газохимической продукцией являются полиолефины (полиэтилен, полипропилен), метанол и карбамид. Полиолефины (полиэтилен, полипропилен) являются ликвидными товарами с наибольшим приростом спроса в мире среди продуктов газохимии [7]. Ожидается, что увеличение спроса на полиолефины продолжится [8] под воздействием 4 ключевых факторов:

- *рост населения в мире.* Спрос на полиолефины автоматически возрастает с увеличением населения в мире, численность которого в за период с 1980 по 2015 год увеличилась с 4,6 до 7,4 млрд чел. (в среднем на +1,4% в год), в 2030 году по прогнозам достигнет 8,6 млрд чел. (в среднем рост с 2016 года на 0,9% в год) [9];
- *увеличение благосостояния.* Растущее личное благосостояние и благосостояние стран ведет к увеличению потребления на душу населения (например, за счет увеличения частоты покупки новых продуктов, уменьшения срока использования продуктов, сокращения порога доступности с уменьшением цен на продукты). Например, в 2018 году среднегодовое потребление полиолефинов на жителя составляет в США 63 кг, в странах Европы 48 кг, в Китае и Японии 38–40 кг, в то время как в Индии 7 кг [10];
- *продолжение урбанизации в развивающихся странах.* Потребление продуктов нефтехимии на душу населения в городах выше, чем в сельской местности. По данным ООН [11], доля городского населения в мире выросла с 39% в 1980 году, до 46,5% в 2000 году и 53,5% в 2015 году; прогнозируется, что к 2030 году доля возрастет до 59%. Урбанизация, к примеру, ведет к росту потребности в доступном жилье, что требует более дешевых композитных материалов;
- *нарастающее замещение материалов.* С начала 1990-х годов пластики замещают традиционные материалы в широком спектре отраслей (автомобиле- и авиастроении, строительстве, фармацевтике, энергетике и др.) из-за конкурентоспособности по затратам, улучшенным характеристикам, применению в производственных технологиях.

В абсолютных величинах (млн т/год) в 2005 году мировое потребление базовых полимеров находилось на уровне 107 млн т/год, в том числе полипропилен (40 млн т/год) и полиэтилен (67 млн т/год) [12]. В 2019 году суммарное потребление всей корзины полимеров составило 250 млн т/год, из которых полипропи-

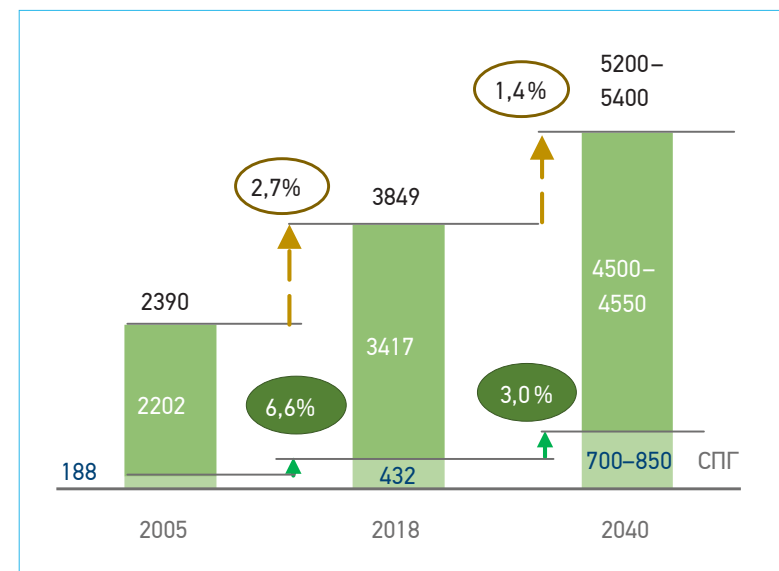


Рис. 1. Прогноз мирового производства природного газа до 2040 года, млрд м³ (где% – среднегодовой темп роста) [3, 5]

лен 30% (76 млн т/год) и полиэтилен 42% (105 млн т/год). Ежегодный мировой рост потребления в 2005–2019 годах составил 3,2% для полиэтилена и 4,6% для полипропилена, в 2020–2030 годах прогнозируется ежегодный мировой прирост до 4,7% ежегодно (+4...5 млн т/год) [13]. При сохранении подобных темпов роста до 2030 года суммарный объем рынка полиолефинов может составить 275 млн т/год. В 2005–2019 годах наблюдался значительный рост объемов производства и потребления газохимической продукции. В 2000–2019 годах более 60–85% мирового прироста потребления газохимической продукции пришлось на Китай и развивающиеся страны, ожидается ежегодное увеличение спроса в значительной степени в странах Азиатско-Тихоокеанского региона с темпами выше среднемировых 5,7–5,9% ежегодно [13] и в меньшей степени в Северной Америке, Западной Европе, России.

РЕСУРСНАЯ БАЗА ГАЗА В РФ (В ОСОБЕННОСТИ НА ПОЛУОСТРОВЕ ЯМАЛ) ПОЗВОЛЯЕТ КРАТНО УВЕЛИЧИТЬ ВЫПУСК ГАЗОХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ

Россия обладает самыми крупными запасами газа в мире с долей 19,8% (49,5 трлн м³) по состоянию на конец 2018 года, наша страна является одним из ведущих мировых экспортеров товарного газа. Экспорт российского газа в 2018 году составил 248 млрд м³ (223 млрд м³ трубопроводным транспортом и 25 млрд м³ морским транспортом в виде СПГ), что на 5,4% выше аналогичного показателя 2017 года [14].

Направления выделения ценных компонентов газа (этан, СУГ) и дальнейшее производство газохимической полимерной продукции развиты в меньшей степени. В 2018 году при добыче 21% газа (670 млрд м³/год) [3] по этим более технологичным и маргинальным направлениям бизнеса Россия занимает только 3% в мире (7 млн т/год пластика) [15]. На **рис. 2** приведена диаграмма газовой цепочки ценности с указанием долей участия мировых регионов в запасах газа, добыче

газа, выделении компонентов C2+ и производстве полимеров. Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО), входящий в Арктическую зону РФ, является точкой роста для нефтегазовой отрасли. В **табл. 1** приведены крупнейшие месторождения газа в РФ, большая часть которых находится в ЯНАО [16]. Согласно данным Global Natural Gas Reserves – A Heuristic Viewpoint [17], месторождения ЯНАО входят в число крупней-

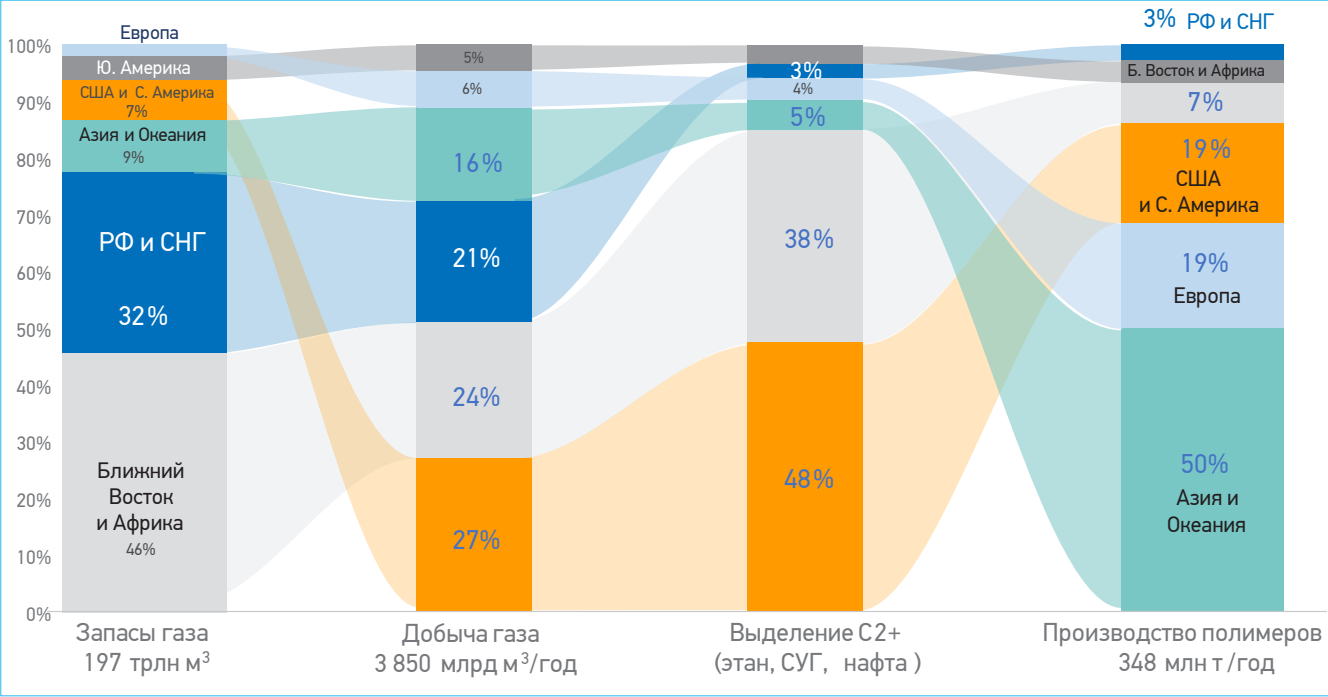


Рис 2. Доля мировых регионов в газовой цепочке ценности (2018 год),% [3, 14, 15]

Таблица 1. Крупнейшие месторождения газа РФ (месторождения в ЯНАО отмечены синим цветом), млрд м³

Наименование месторождения	Начальные геологические запасы АВС1
Уренгойское	5492
Штокмановское	3939
Бованенковское	3609
Астраханское	3041
Ямбургское	2100
Заполярное	2029
Тамбейское	1886
Ковыктинское	1700
Крузенштернское	1349
Харасавэйское	1330
Южно-Тамбейское	962
Чаяндинское	933
Харампурское	836
Южно-Кириновское	778
Ленинградское	738
Салмановское (Утреннее)	686
Малыгинское	641
Южно-Русское	622
Оренбургское	607
Каменномысское-Море	555
Медвежье	541

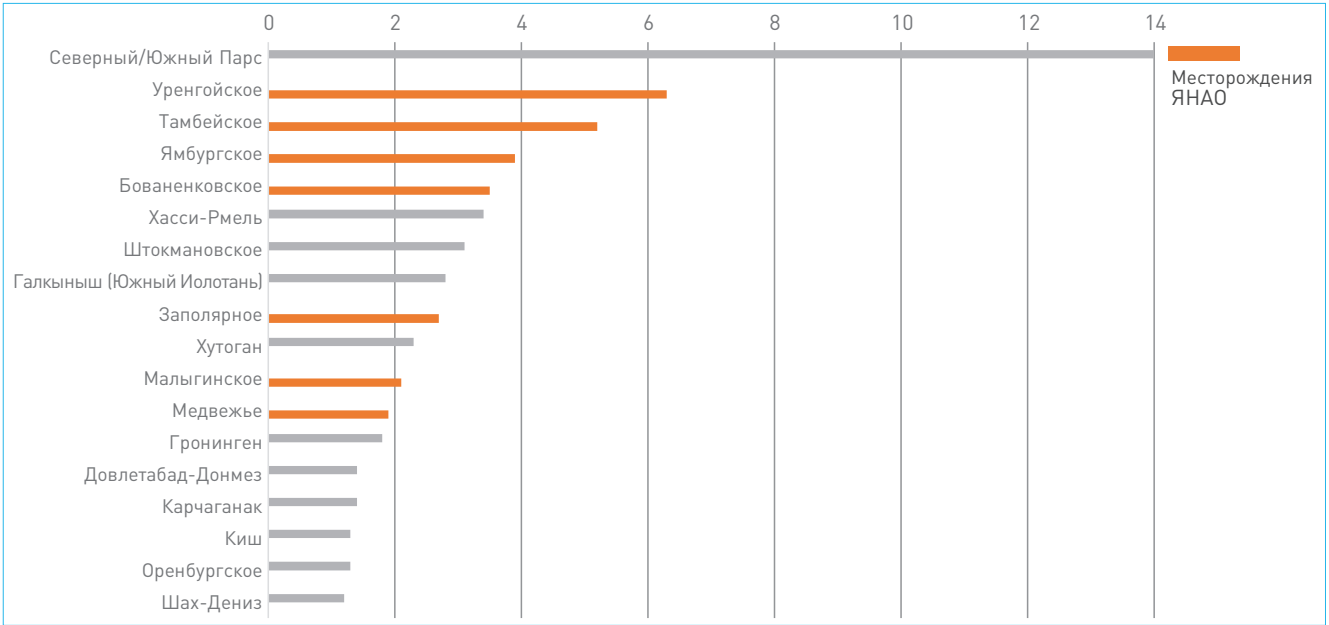


Рис. 3. Уникальные месторождения мира по запасам природного газа (больше 500 млрд м³), трлн м³ [17]

ших мировых месторождений по запасам природного газа наряду с месторождениями Ирака и Катар (Северный/Южный парс) и Алжира (Хасси-Рмель), что отражено на **рис. 3**.

При этом полуостров Ямал является точкой роста нефтегазовой отрасли РФ. На полуострове Ямал в прошлое десятилетие велось активное освоение новых крупных центров нефтегазодобычи (в 2019 году на Бованенковском месторождении добыча газа составила 96,3 млрд м³/год, на Южно-Тамбейском месторождении – 28,3 млрд м³/год, на Новопортовском месторождении – 7,7 млн т нефти/год) [18, 19].

В следующие десятилетия запланировано наращивание добычи газа на Бованенковском и Харасавэйском месторождениях, ввод месторождений Новопортовского кластера [19], запуск проекта «Обский СПГ» и ввод в эксплуатацию перспективных проектов на севере полуострова Ямал. Газоконденсатные месторождения полуострова Ямал обладают потенциалом для выделения существенных объемов ценных компонентов (этан, СУГ) из потока газа с дальнейшим производством газохимической полимерной продукции. Прибрежное расположение месторождений создает возможности использования преимуществ морской транспортировки продукции (близость к Северному морскому пути позволяет экспортировать продукцию на быстрорастущие рынки Азиатско-Тихоокеанского региона и Европы) и блочно-модульного строительства в арктических условиях (опыт строительства проекта «Ямал СПГ»).

СТИМУЛИРОВАНИЕ ГОСУДАРСТВОМ ВЫПУСКА ГАЗОХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ (ОБРАТНЫЕ АКЦИЗЫ НА ЭТАН И СУГ, ЛЬГОТЫ В АРКТИКЕ)

Общий вектор изменения государственной политики, направленный на производство продукции высоких переделов, отмечен в «майских» (№ 204 от 7 мая 2018 года) и «июльских» (№ 474 от 21 июля 2020 года) Указах Президента РФ, что позволило в дальнейшем сформировать изменения в законодательстве. Как отмечено во введении, государство в 2020 году с введением законодательных изменений обеспечивает благоприятные условия для реализации новых газохимических проектов. Россия, обладая преимуществами по масштабной ресурсной базе и доступу к европейским и азиатским рынкам, благодаря подобному стимулированию может в дальнейшем занять устойчивое место среди мировых производителей газохимической продукции. Введение обратных акцизов является одной из государственных мер по стимулированию переработки СУГ и этана в продукты нефтехимии. В соответствии с Федеральным законом № 321-ФЗ от 15.10.2020 предусмотрены обратные акцизы на СУГ 4500–7500 руб./тонна (максимальная ставка 7500 руб./тонна начиная с 2026 года) и этан 9000 руб./тонна (с 2022 года). Для получения права на налоговый вычет переработка должна быть выполнена на новых производственных мощностях, введенных в эксплуатацию после 2022 года с проектной мощностью по сырью более 300 тыс. тонн/год.

Таблица 2. Меры государственной поддержки газохимических арктических газохимических проектов рамках федеральных законов, принятых в 2020 году

№	Наименование льготы	Федеральный закон	Краткое описание условий получение льготы
1	Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	№ 65-ФЗ от 18.03.2020	НДПИ по ставке 0% для газа горючего природного и газового конденсата совместно с газом горючим природным, используемого исключительно для производства СПГ и (или) в качестве сырья для производства товаров, являющихся продукцией нефтехимии на новых производственных мощностях, до достижения накопленного объема добычи газа горючего природного 250 млрд м ³ на участке недр и газового конденсата 20 млн тонн на участке недр, считая с первой партии продукции, но не позднее чем по истечении 12 лет с указанной даты
2	Обратные акцизы на СУГ, этан	№ 321-ФЗ от 15.10.2020	Налогообложение этана осуществляется с 2022 года по налоговой ставке 9 000 руб./тонна этана, направленного на переработку, для новых объектов (вводимых в эксплуатацию с 01.01.2022 по 31.12.2027) с инвестициями не менее 65 млрд руб. Налогообложение СУГ осуществляется по налоговой ставке для новых объектов (вводимых в эксплуатацию с 01.01.2022 по 31.12.2027) с инвестициями не менее 110 млрд руб.: - с 01.01.2022 по 31.12.2023 по 4 500 руб./тонна СУГ; - с 01.01.2024 по 31.12.2024 по 5 500 руб./тонна СУГ; - с 01.01.2025 по 31.12.2025 по 6 500 руб./тонна СУГ; - с 01.01.2026 по 7 500 руб./тонна СУГ
3	Субсидирование инфраструктуры	Постановление Правительства РФ № 297 от 18.03.2020	Предоставление субсидий из федерального бюджета на осуществление капитальных вложений в объекты инженерной инфраструктуры (включая системы газоснабжения, водоснабжения, трубопроводного транспорта и связи) для инвестиционных проектов в Арктической зоне РФ
4	Различные меры поддержки предпринимательской деятельности в Арктической зоне РФ	№ 193-ФЗ от 13.07.2020	Для компаний-резидентов Арктической зоны предоставляются: - субсидии на возмещение процентной ставки по кредитам; - возмещение части расходов по уплате страховых взносов в государственные внебюджетные фонды; - могут устанавливаться льготы по региональным и местным налогам в соответствии с законодательством РФ о налогах и сборах

В течение последних лет фокус внимания органов государственной власти в том числе направлен на развитие территорий Арктической зоны РФ [20]. В середине 2020 года принят закон³, устанавливающий границы Арктической зоны, в состав которой вошли отдельные территории внутри 9 субъектов РФ: Мурманская область, Ненецкий АО, Чукотский АО, Ямало-Ненецкий АО, Республика Карелия, Республика Коми, Республика Саха (Якутия), Красноярский край, Архангельская область. В соответствии с Федеральным законом № 65-ФЗ от 18.03.2020 для предприятий-резидентов Арктической зоны предусмотрены льготы по федеральным, региональным и местным налогам. Ключевым изменением для новых производственных мощностей газохимии (введенных в эксплуатацию с 2022 года) является предоставление 0% НДПИ на газ и конденсат до достижения накопленного объема добычи газа 250 млрд м³ и 20 млн тонн конденсата при условии, что разработка участка недр не превышает 12 лет с момента реализации первой партии СПГ/продукции нефтегазохимии. Помимо этого, существуют дополнительные федеральные налоговые преференции для инвесторов Арктической зоны. В **табл. 2** приведены основные меры государственной поддержки для газохимических и арктических проектов в рамках изменения федерального законодательства в 2020 году.

³ Федеральный закон от 13.07.2020 № 193-ФЗ «О государственной поддержке предпринимательской деятельности в Арктической зоне Российской Федерации».

Активно в изменении энергетической политики государства в части стимулирования переработки углеводородов участвуют региональные органы исполнительной власти. В частности, правительством ЯНАО принят ряд законопроектов по предоставлению льгот производственным проектам с удлинённой технологической цепочкой с производством СПГ и газохимической продукции. Для подобных проектов на территории округа возможно снижение налога на прибыль до 13,5% и налога на имущество до 0%, что отражено в региональном законодательстве ЯНАО. Газохимические объекты являются технологически сложными производственными объектами, реализация которых связана со смежными отраслями и производством в других регионах [21]. В случае реализации в арктических условиях их капиталоемкость возрастает в связи с необходимостью митигации строительных и эксплуатационных задач исполнения под экстремально низкие температуры. Предлагаемые с 2020 года меры государственной поддержки позволяют значительно улучшить экономическую эффективность для новых проектов, в особенности в Арктической зоне РФ, что должно в положительную сторону отразиться на планах по вводу объектов в ближайшее десятилетие.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненный анализ позволил определить фундаментальные факторы, влияющие на дальнейшее развитие газохимического направления в мире и РФ:

- к 2040 году прогнозируется стабильный рост мирового рынка газа (1,4% в год) и полимерной продукции (4,3% в год для полиэтилена и 4,7% в год для полипропилена), основными потребителями которых станут Китай и страны Азиатско-Тихоокеанского региона;
- РФ обладает наибольшими в мире запасами газа (19,8% от мировых), при этом занимающая минимальную долю (3%) в выделении ценных компонентов (этан, СУГ) и производстве полимерной продукции;
- уникальные по запасам, даже по мировым масштабам, российские газоконденсатные месторождения расположены в Ямало-Ненецком автономном округе, как введенные в эксплуатацию (Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Южно-Тамбейское), так и перспективные (Бованенковское, Тамбейское, Крузенштернское, Харасавэйское);
- в 2020 году государством приняты федеральные законы, направленные на стимулирование газохимических проектов

(обратные акцизы на СУГ и этан) и предпринимательской деятельности в Арктической зоне РФ (снижение НДПИ для предприятий СПГ и газохимии, субсидирование инженерной инфраструктуры и др.). Современные мировые тенденции, направленные на выпуск конечной продукции и снижение углеводородного следа, внесут изменения в глобальные энергетические политики регионов и государств, что повлияет на портфель проектов нефтегазовых компаний. Добывающие нефтегазовые компании активно смотрят в направлении реализации нефтегазохимических производств и прочих вариантов диверсификации бизнеса. Государственное стимулирование позволит рассматривать новые проекты высоких переделов, в том числе и в Арктической зоне РФ. Помимо обозначенных в статье фундаментальных факторов развития газохимического направления также существует потенциал выполнения дальнейших научных исследований, направленных на поиск оптимальных технико-экономических конфигураций объектов и определение ценности при реализации газохимических проектов.

Список литературы

1. Ямал [электронный ресурс]. – ПАО «Газпром». – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/projects/yamal/> (дата обращения 14.01.2021).
2. Минэнерго ожидает значительного роста добычи газа в России к 2035 году [электронный ресурс]. – «Прайм». – Режим доступа: <https://1prime.ru/development/20210430/833580215.html> (дата обращения 14.01.2021).
3. BP: Statistical Review of World Energy 2019. Workbook [электронный ресурс]. – BP. – 2019. Режим доступа: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/xlsx/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-all-data.xlsx> (дата обращения 16.06.2020).
4. World Energy Balances [электронный ресурс]. – IEA. – 2019. Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview> (дата обращения 25.07.2020).
5. World Energy Outlook 2019 [электронный ресурс]. – IEA. – 2020. Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019> (дата обращения 25.07.2020).
6. JianhongYang. *Analysis of sustainable development of natural gas market in China*, Natural Gas Industry, 2018, V.5, Issue 6, pp. 644–651. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2018.11.013>.
7. Фади́на Ю.И. Анализ российского рынка полимеров и дальнейшие пути его развития / Ю.И. Фади́на // Бизнес-образование в экономике знаний. – 2017. – №1 – С. 99–101.
8. Sauter D.W., Taoufik M., Boisson C. Polyolefins, a Success Story, Polymers, 2017, № 9 (185). <https://doi.org/10.3390/polym9060185>.
9. World Population Prospects 2019. Data Booklet [электронный ресурс]. – United Nations. – 2019. Режим доступа: https://population.un.org/wpp/Publications/Files/WPP2019_DataBooklet.pdf (дата обращения 14.01.2021).
10. Chandra Asri Petrochemical Tbk, Company Presentation, Q3 2019 Results & Update [электронный ресурс] – 2020. Режим доступа: <https://www.chandraasri.com/files/attachments/downloads/Presentasi/2019/Investor%20Update%20%20Q3%202019%20Performance%20.pdf> (дата обращения 14.01.2021).
11. World Urbanization Prospects, The 2018 Revision [электронный ресурс] – United Nations. – 2018. Режим доступа: <https://population.un.org/wup/Publications/Files/WUP2018-Report.pdf> (дата обращения 14.01.2021).
12. MOL, Company Presentation, November 2016 [электронный ресурс]. – MOL. – 2016. Режим доступа: https://mol.hu/images/content/A_MOL_ro/a_tvk-ro/egyetemi_kapcsolatok/debrecei_egyetem/Oktatasi_anyagok/Bemutatok/Introducing_polyolefins_v2016.pdf (дата обращения 14.01.2021).
13. Sibur, Company Presentation, November 2020 [электронный ресурс]. – ПАО «Сибур». – 2020. Режим доступа: http://investors.sibur.com/-/media/Files/S/SiburIR/SIBUR_%20Investor%20Presentation_Nov%202020_ENG.pdf (дата обращения 14.01.2021).
14. Скоробогатов В.А. Будущее российского газа и нефти / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4с. – С. 31–43. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-4s-31-43>.
15. Plastics the Facts 2019. [электронный ресурс]. – PlasticsEurope’s Market Research and Statistics Group (PEMRG). – 2019. Режим доступа: https://www.plasticseurope.org/application/files/9715/7129/9584/FINAL_web_version_Plastics_the_facts2019_14102019.pdf (дата обращения 17.06.2020).
16. ТЭК России-2019, ежегодный статистический сборник [электронный ресурс]. – Аналитический центр при Правительстве РФ. – 2020. Режим доступа: https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/TEK_annual/TEK.2019.pdf (дата обращения 14.01.2021).
17. Global Natural Gas Reserves – A Heuristic Viewpoint [электронный ресурс]. – IPC Petroleum Consultants. – 2017. Режим доступа: <https://web.archive.org/web/20080515152021/http://www.mees.com/postedarticles/oped/v49n12-50D01.htm> (дата обращения 14.01.2021).
18. Матвеев А.А. Перспективы добычи углеводородов Ямало-Ненецкого АО / А.А. Матвеев.// Всероссийский журнал научных публикаций. – 2013. – №3 (18). – С. 38–39.

19. ПАО «Газпром нефть»: Новопортовское месторождение. [электронный ресурс]. – «Газпром нефть». – 2019. Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/company/major-projects/new-port/> (дата обращения 14.01.2021).
20. Меламед И.И. Арктическая зона России в социально-экономическом развитии страны / И.И. Меламед, М.А. Авдеев, В.И. Павленко, С.Ю. Куценко // Власть. – 2015. – №. 1. – С. 5–11.
21. Крюков В. А. Как раздвинуть рамки арктических проектов / В.А. Крюков, Я.В. Крюков // Всероссийский экономический журнал ЭКО. – 2017. – №. 8 (518) – С. 5–32.

References

1. Yamal [electronic resource]. – PJSC Gazprom. – Access mode: <https://www.gazprom.ru/projects/yamal/> (treatment date 14.01.2021).
2. The Ministry of Energy expects a significant increase in gas production in Russia by 2035 [electronic resource]. – Prime. – Access mode: <https://1prime.ru/development/20210430/833580215.html> (treatment date 14.01.2021).
3. BP: Statistical Review of World Energy 2019. Workbook [electronic resource]. – BP. – 2019. Access mode: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/xlsx/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-all-data.xlsx> (treatment date 16.06.2020).
4. World Energy Balances [electronic resource]. – IEA. – 2019. Access mode: <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview> (treatment date 25.07.2020).
5. World Energy Outlook 2019 [electronic resource]. – IEA. – 2020. Access mode: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019> (treatment date 25.07.2020).
6. JianhongYang. Analysis of sustainable development of natural gas market in China. *Natural Gas Industry*, 2018, v. 5, Issue 6, pp. 644–651. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2018.11.013>.
7. Fadina Y.I. Analysis of the Russian polymer market and further ways of its development. *Business education in the knowledge economy*, 2017, no. 1, pp. 99–101.
8. Sauter D.W., Taoufik M., Boisson C. Polyolefins, a Success Story. *Polymers*, 2017, № 9 (185). <https://doi.org/10.3390/polym9060185>.
9. World Population Prospects 2019. Data Booklet [electronic resource]. – United Nations. – 2019. Access mode: https://population.un.org/wpp/Publications/Files/WPP2019_DataBooklet.pdf (treatment date 14.01.2021).
10. Chandra Asri Petrochemical Tbk, Company Preentation, Q3 2019 Results & Update [electronic resource] – 2020. Access mode: <https://www.chandraasri.com/files/attachments/downloads/Presentasi/2019/Investor%20Update%20%20Q3%202019%20Performance%20.pdf> (treatment date 14.01.2021).
11. World Urbanization Prospects, The 2018 Revision [electronic resource]– United Nations. – 2018. Access mode: <https://population.un.org/wup/Publications/Files/WUP2018-Report.pdf> (treatment date 14.01.2021).
12. MOL, Company Presentation, November 2016 [electronic resource]. – MOL. – 2016. Access mode: https://mol.hu/images/content/A_MOL_rol/a_tvk-rol/egyetem_i_kapcsolatok/debreceni_egyetem/Oktatasi_anyagok/Bemutatok/Introducing_polyolefins_v2016.pdf (treatment date 14.01.2021).
13. Sibur, Company Presentation, November 2020 [electronic resource]. – PAO SIBUR. – 2020. Access mode: http://investors.sibur.com/~media/Files/S/SiburIR/SIBUR_%20Investor%20Presentation_Nov%202020_ENG.pdf (treatment date 14.01.2021).
14. Skorobogatov V.A. The future of Russian gas and oil. *Geology of oil and gas*. 2018. № 4s. pp. 31–43. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-4s-31-43>.
15. Plastics the Facts 2019. [electronic resource]. – PlasticsEurope’s Market Research and Statistics Group (PEMRG). – 2019. Access mode: https://www.plasticseurope.org/application/files/9715/7129/9584/FINAL_web_version_Plastics_the_facts2019_14102019.pdf (treatment date 17.06.2020).
16. Fuel and Energy Complex of Russia-2019, annual statistical collection [electronic resource]. – Analytical Center for the Government of the Russian Federation. – 2020. Access mode: https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/TEK_annual/TEK.2019.pdf (treatment date 14.01.2021).
17. Global Natural Gas Reserves – A Heuristic Viewpoint [electronic resource]. – IPC Petroleum Consultants. – 2017. Access mode: <https://web.archive.org/web/20080515152021/http://www.mees.com/postedarticles/oped/v49n12-50D01.htm> (treatment date 14.01.2021).
18. Matveev A.A. Prospects for the production of hydrocarbons in the Yamalo-Nenets Autonomous District. *All-Russian journal of scientific publications*. – 2013. – №3 (18). – pp. 38–39.
19. PJSC Gazprom Neft: Novoportovskoye field. [electronic resource]. – Gazprom Neft.– 2019. Access mode: <https://www.gazprom-neft.ru/company/major-projects/new-port/> (treatment date 14.01.2021).
20. Melamed I.I., Avdee M.A., Pavlenko V.I, Kutsenko S.Yu. The Arctic zone of Russia in the socio-economic development of the country. *Authority*. 2015. № 1. – pp. 5–11.
21. Kryukov V.A., Kryukov Ya. V. How to expand the scope of Arctic projects. *Russian economic journal ECO*. 2017. №. 8 (518) pp. 5–32.

СОЗДАНИЕ КОМПЛЕКСНОГО АЛГОРИТМА АНАЛИЗА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ЦЕЛЮ ПОВЫШЕНИЯ ИХ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА

М.И. Кузьмин¹, к.т.н., Д.Ф. Хамидуллин², А.С. Архипов², О.С. Мерега², И.И. Треба², В.В. Целиков², М.С. Прошутинский²

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

²Санкт-Петербургский горный университет

Электронный адрес: Kuzmin.MI@gazpromneft-ntc.ru

В статье предложен алгоритм анализа схемы разработки и системы сбора и подготовки нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки с целью повышения их инвестиционной привлекательности. Алгоритм осуществляется в несколько этапов и основан на использовании теории нечетких множеств, при котором месторождение принимается в качестве нечеткого множества, а отдельные аспекты его работы разбиваются на подмножества.

Ключевые слова: повышение экономической эффективности, привлекательность проекта, алгоритм, контроль разработки, завершающая стадия, комплекс решений, метод нечетких множеств, рисковые активы, технологический потенциал

CREATION OF A COMPREHENSIVE ALGORITHM FOR ANALYSIS OF OIL FIELDS TO INCREASE THEIR ECONOMIC ATTRACTIVENESS AND TECHNOLOGICAL POTENTIAL

M.I. Kuzmin¹, D.F. Khamidullin², A.S. Arkhipov², O.S. Meregа², I.I. Treba², V.V. Tselikov², M.S. Proshutinsky²

¹Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

²Saint Petersburg Mining University, RF, Saint-Petersburg

The article proposes an algorithm for analyzing the development scheme and the gathering system for oil fields at a late stage of development in order to increase their investment attractiveness. The algorithm is carried out in several stages and is based on the use of the theory of fuzzy sets, which allows us to consider the field as a kind of fuzzy set and break down individual aspects of its operation into subsets.

Keywords: economic efficiency increase, project attractiveness, algorithm, development control, final stage, solution complex, fuzzy set method, risky assets, technological potential

<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-107-115>

ВВЕДЕНИЕ

Состояние нефтяных месторождений на завершающих стадиях разработки характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции, падающей добычей нефти и низкой эффективностью извлечения нефти из недр. Согласно классическим представлениям, в период завершающей стадий необходимо внедрять методы повышения нефтеотдачи и интенсификации притока нефти к скважине, проводить мероприятия по оптимизации работы основных объектов нефтедобычи с целью достижения утвержденного КИН, что, в свою очередь, требует дополнительных инвестиций.

В последнее время конъюнктура мирового нефтяного рынка характеризуется высокой волатильностью цен на нефть, что связано с геологическими, макроэкономическими, политическими и другими факторами. Остро встает вопрос выявления рисковых активов в портфелях нефтяных компаний – месторождений с падающим объемом добычи нефти, удельным свободным денежным потоком ниже нуля в среднесрочной перспективе и об универсализации подхода к поиску решений, направленных на повышение инвестиционной привлекательности данных активов [1]. Отсюда вытекает актуальная на сегодняшний день цель создания комплексного анализа

таких месторождений для подбора совокупности возможных решений с целью повышения их рентабельности, минимизации возникающих в связи с неопределенностью рисков и интегрирования разработанного алгоритма в информационные системы проектных организаций.

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЗВОЛЯЕТ ПОДОБРАТЬ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО КРИТЕРИАЛЬНОЙ ОЦЕНКЕ НА ОСНОВЕ ЕМУ, МИНИМИЗИРОВАТЬ СЛОЖНОСТИ, ОСОБЕННО ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЗАВЕРШАЮЩИХ СТАДИЯХ.

МАТЕМАТИЧЕСКИЙ ПОДХОД К АНАЛИЗУ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На данный момент тема разработки специальных алгоритмов, предназначенных для комплексного анализа разработки нефтяных месторождений, мало изучена. Существуют лишь способы оценки отдельных элементов, участвующих в процессе работы нефтяного месторождения. В основе предлагаемого авторами алгоритма лежат элементы теории нечетких множеств. В соответствии с этим месторождение можно абстрактно представить как одно большое множество, формируемое, в свою очередь, из различного рода подмножеств, характеризующих деятельность отдельных подсистем. Такой подход дает возможность задавать степень сложности модели, создавая необходимое количество подмножеств либо формируя тривиальную модель, в которой излишняя дифференциация не требуется. Это позволяет проводить полный и детальный анализ разработки месторождения и всех процессов, которые в совокупности и определяют функционирование нефтяного месторождения. В книге [2] авторами теория нечетких множеств используется для формализации процедуры принятия решений при проведении различных ГТМ (геолого-технических мероприятий). Для описания показателей, влияющих на решение о проведении ГТМ на скважине, выделяются критерии, выраженные в качестве принадлежности различных нечетким множествам. Пользуясь операциями пересечения и объединения подмножеств, определенных в теории нечетких множеств, эти критерии объединялись в одну совокупную функцию

принадлежности нечеткому множеству, которая служила конечным показателем, по которому уже можно судить о необходимости проведения запланированного мероприятия. Таким образом, разбивая единое «множество месторождения» на различные подмножества определенное число раз и вводя в рассмотрение функции принадлежности этим нечетким множествам, принимающие значения от 0 до 1, можно количественно оценивать те или иные аспекты, влияющие на конечную нефтедобычу. При переходе к надмножествам с помощью операций пересечения и объединения нечетких множеств можно, в случае необходимости, произвести переход к совокупной функции принадлежности нечеткому множеству, по которому уже представляется возможность судить о состоянии всей системы. Также возможен и переход от количественной оценки тех или иных процессов нефтедобычи к качественной путем установления интервалов количественных значений, принимаемых функциями принадлежности нечетким множествам, и приписывания им качественной характеристики. Так, например, значения от 0 до 0,3 соответствуют плохому состоянию подсистемы, значения от 0,3 до 0,7 – удовлетворительному, а значения от 0,7 до 1 – хорошему. Преимущество данного подхода заключается в удобстве представления данных и оперативной оценке состояния работы системы для лиц, ответственных за принятие решений. Одним из важных моментов предлагаемого подхода является многокритериальный характер управления разработкой нефтяного месторождения. Так, эксперт должен в процессе принятия решений максимально увеличить значения одних влияющих показателей, а значения остальных, наоборот, – минимизировать. Здесь открывается простор для внедрения теории игр и других математических инструментов, дефицита которых современная наука не испытывает.

СТРУКТУРА АЛГОРИТМА

Предлагаемый в данной работе алгоритм реализуется в несколько этапов. На первом этапе предлагается выбрать наиболее привлекательные из существующих месторождений для повышения их экономической эффективности. Для этого необходимо оценить следующие показатели: изменение темпа добычи углеводородов за последние три года на каждом месторождении (%), остаточные запасы (тыс. тонн) и их качество.



Рис. 1. Оценка имеющихся активов. Составлено авторами

Качество запасов оценивается по балльной системе, в которой каждому параметру соответствует определенное количество баллов. Ранжирование месторождений по качеству запасов взято из [1]. На основании трех критериев строится пузырьковая диаграмма (рис. 1). По вертикальной оси указывается критерий качества запасов, по горизонтальной оси – изменение добычи углеводородов, радиус круга – величина остаточных извлекаемых запасов. Из приведенной диаграммы следует, что наиболее привлекательным месторождением для повышения экономической эффективности является месторождение 1, так как оно имеет наибольший объем остаточных извлекаемых запасов хорошего качества и небольшое снижение добычи за последние три года. Второй этап алгоритма – построение нечеткой модели разработки отобранных месторождений и уже более детальный их анализ для выявления проблем. Здесь предполагается разбить сложную систему разработки на более простые подсистемы – блоки «геология и разработка», «эксплуатация скважин», «сбор и подготовка». Данные подсистемы при этом формируются из функций принадлежности нечетким множествам, каждая из которых является показателем эффективности одного из аспектов подсистемы. Также выделяется обособленная система – дополнительные рычаги, критерии оценивания которой рассматриваются отдельно, что связано с явно выраженным влиянием на остальные подсистемы. Третий этап предполагает формирование комплекса решений по отдельным функци-

ям принадлежности нечетким множествам подсистем. Полученные в ходе расчетов значения функций сравниваются с критическими значениями, которые формируют диапазоны допустимых и оптимальных значений. Предлагаемые решения по каждой функции направлены на увеличение численных значений функций. Каждое выбранное решение должно соответствовать условиям конкретного месторождения, иметь оценку экономической эффективности и совокупных затрат на внедрение и эксплуатацию. Помимо этого, выбранные решения должны быть оценены с точки зрения взаимовлияния и экономической эффективности именно комплекса решений.

БЛОК «ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА»

Разработку месторождения целесообразно рассматривать в первую очередь через влияние подвижных извлекаемых и геологических запасов на коэффициент вытеснения нефти [3]. В ходе исследований было предложено шесть функций принадлежности, они описаны в табл. 1. Для регулирования перечисленных функций можно рассматривать третичные методы разработки месторождений, среди которых можно выделить полимерные составы или водогазовое воздействие для более равномерного вытеснения нефти по пласту. Также может вставать необходимость бурения дополнительных скважин и использование различных технологий, направленных на увеличение жизненного цикла скважин.

Таблица 1. Функции принадлежности нечетким множествам для определения эффективности разработки нефтяного месторождения на поздней стадии

Название функции	Формула
Сетка скважин (учитывает влияние плотности проектной сетки скважин на фоне зональной неоднородности и прерывистости нефтяных пластов)	$\mu_1 = \exp\left(\frac{S(1-K_{\text{песч}})^2}{d^2}\right), \quad (1)$ где $K_{\text{песч}}$ – коэффициент песчаности; d – характерный линейный размер или шаг хаотической изменяемости проницаемости по разрезу пласта; S – нефтяная площадь, приходящаяся на одну скважину
Надежность системы разработки (учитывает ограниченную долговечность и хаотичность аварийного выхода из строя скважин)	$\mu_2 = \frac{1}{1 + \frac{1}{T_{\text{низ}} * T_{\text{С}} * n_0}}, \quad (2)$ где $T_{\text{низ}}$ – темп отбора потенциальных извлекаемых запасов нефти; $T_{\text{С}}$ – среднее время отбора потенциальных извлекаемых запасов нефти. n_0 – начальное число работающих скважин
Вытеснение нефти (выражает полноту вытеснения нефти водой на макроуровне)	Определяется в лабораторных условиях на стандартных образцах керна. При вытеснении нефти водой коэффициент вытеснения обычно изменяется от 0,54 до 0,85
Неравномерность вытеснения нефти (учитывает неоднородное распределение проницаемости по простиранию пласта и разное соотношение вязкостей, что, в свою очередь, ведет к неравномерному распределению вытесняющего агента в пласте)	$\mu_4 = \frac{K_{\text{ЗН}}}{K_{\text{ЗК}}}, \quad (3)$ где $K_{\text{ЗН}}$ – доля отбора подвижных запасов нефти за безводный период; $K_{\text{ЗК}}$ – потенциально возможная доля подвижных запасов за безводный период эксплуатации типичной средней скважины
Степень извлечения запасов нефти (выражает степень разработанности залежи в плане извлекаемых запасов)	$\mu_5 = \frac{Q_{\text{НАК}}}{Q_{\text{ИЗВЛ}}}, \quad (4)$ где $Q_{\text{НАК}}$ – объем накопленной добычи нефти за рассматриваемый период времени; $Q_{\text{ИЗВЛ}}$ – объем извлекаемых запасов нефти
Относительная производительность скважины (выражает степень рациональности выбранной системы размещения скважин)	$\mu_6 = \frac{1}{\frac{1}{\mu^*} + \frac{1}{m_1}} * \frac{1}{1+m}, \quad (5)$ где μ^* – соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти в пластовых условиях; m_1 – соотношение добывающих скважин первой орбиты и нагнетательных скважин; m – соотношение добывающих и нагнетательных скважин

БЛОК «ЭКСПЛУАТАЦИЯ»

Для оценки работы действующих эксплуатационных скважин предлагается ввести следующие функции принадлежности нечетким множествам, рассчитываемые для каждой скважины: функция оптимизации работы скважины w_1 , функция эксплуатации скважины w_2 , функция технологии добычи w_3 . Функцию оптимизации работы скважины w_1 предлагается определять следующим образом:

$$w_1 = 1 - \left| 1 - \frac{Q_{\text{кпд}}}{Q_{\text{скв}}} \right|, \quad (6)$$

где $Q_{\text{кпд}}$ – теоретическая подача для глубинного насосного оборудования (ГНО), которая рассчитывается по методикам, описанным в [4, 5].
 $Q_{\text{скв}}$ – средняя подача скважинного насоса за временной промежуток.
Данная функция показывает безразмерное отклонение подачи текущего ГНО от теоретической подачи возможного ГНО для данных скважинных условий и максимально-го КПД работы. При необходимости регулирования параметра w_1 предлагается рассмотреть возможные решения: изменение режима работы или глубины погружения ГНО под динамический уровень, изменение числа ступеней электроцентробежного или центро-

бежно-вихревого насоса (ЭЦН/ВНН), регулирование длины хода плунжера или изменение числа двойных ходов на ШГН, замена или перестановка насоса.
Функция эксплуатации скважин w_2 является показателем эффективности проводимых мероприятий по скважинам, направленных на борьбу с осложнениями (таких, как АСПО, солеотложения, вынос песка), и снижение скин-фактора. Она имеет следующий вид:

$$w_2 = \frac{\text{МРП}}{\text{МРП} + \text{ВП}}, \quad (7)$$

где МРП – межремонтный период работы скважины, сут;
ВП – суммарное время простоев скважины, сут.
Возможно рассматривать вопрос об увеличении эффективности проводимых мероприятий на основе использования уже имеющегося опыта на месторождении или группе месторождений. Для этого необходимо сформировать единую базу ГТМ, которая включала бы типизацию мероприятий, особенно-сти их проведения и эффективность, а также скважинные условия. В дальнейшем на основе алгоритма кластеризации возможен экспресс-подбор мероприятий к новым скважинным условиям за счет обобщения имеющегося опыта. Схема предлагаемого подхода представлена на **рис. 2**.



Рис. 2. Структурная схема системы подбора решений для улучшения функции эксплуатации скважин. Составлено авторами

Функция технологии добычи w_3 показывает, насколько выбранный способ эксплуатации эффективен в данных условиях. Для его оценки планируется использовать ранговый подход, описанный в [6]. Для каждого возможного способа эксплуатации (штанговые глубинные насосные установки (ШГНУ), установки электроцентробежных насосов (УЭЦН), гидропоршневые насосные установки (ГПНУ)) выставляется оценка работы в зависимости от скважинных условий (**табл. 2**). Функция w_3 может быть рассчитана следующим образом:

$$w_3 = \frac{\sum Q_i}{Q_{\text{max}}}, \quad (8)$$

где Q_i – оценка i -го параметра для выбранного способа эксплуатации скважины;
 Q_{max} – суммарная оценка способа эксплуатации, набравшего наибольшее число баллов.
При слишком низких значениях w_3 рекомендуется рассмотреть вопрос об изменении технологии эксплуатации скважины.

В результате анализа и подбора решений для регулирования функций принадлежности нечетким множествам можно добиться повышения рентабельности эксплуатационного фонда скважин за счет увеличения межремонтного периода работы скважин, наработки на отказ ГНО и более эффективного подбора ГТМ.

БЛОК «СБОР И ПОДГОТОВКА»

Неотъемлемой частью процесса разработки месторождения является сбор и подготовка скважинной продукции. На завершающей стадии разработки её влияние на эффективность функционирования производства значительно возрастает. В ходе анализа данного блока предлагается рассмотреть такие показатели эффективности работы системы, как потери давления в системе сбора, доля используемого попутного нефтяного газа, КПД использования оборудования по первичной переработке нефти.

Таблица 2. Возможная оценка различных способов эксплуатации скважинных условий [6]

Частные параметры	ШГНУ	УЭЦН	ГПНУ
Эксплуатация среднедебитных скважин	3	4	3
Эксплуатация глубоких скважин	1	4	4
Возможность эксплуатации погружного оборудования при пластовой температуре выше 70 °С	2	2	3
Эксплуатация в искривленных и наклонно-направленных скважинах	1	3	4
Эксплуатация обводненных скважин	2	3	2
Возможность форсированного отбора жидкости	1	4	1
Подъем жидкости с повышенной вязкостью	2	1	2
Эксплуатация скважин с повышенным содержанием парафинов в её продукции	2	3	2
Эксплуатация скважин в сложных природно-климатических условиях	1	2	2
Повышение эффективности способов добычи нефти	1	3	3
Автоматизация добычи	2	4	3

Первая показатель – функция потерь давления. Высокие потери давления могут привести к преждевременной остановке производства и значительному снижению конечного КИН. Помимо этого, причины, вызывающие потери давления, могут привести к чрезвычайным ситуациям на промысле. На нефтяных промыслах основными причинами потерь давления в трубопроводах являются АСПО, образование гидратных пробок и солеотложения. Функция выражается в виде:

$$f_1 = 1 - \frac{P_{\text{ФАКТ}} - P_{\text{ПРОЕКТ}}}{P_{\text{ФАКТ}}}, \quad (9)$$

где $P_{\text{ПРОЕКТ}}$ – проектные потери давления в шлейфе, МПа;

$P_{\text{ФАКТ}}$ – текущие потери давления в шлейфе, МПа.

После сбора необходимых данных и расчета функции представляется возможным оценить состояние труб и ранжировать проблемные участки (рис. 3).

Чем ниже значение полученной функции, тем более остро стоит задача применительно к конкретному участку. На каждом месторождении должно быть подобрано свое критическое значение данного параметра.

Для проблемных участков возможно применение следующих мероприятий:

- очистка трубопроводов: подача ингибиторов, механическая очистка, гидравлическая очистка, продувка и т.д.;
- мероприятия по предотвращению гидратообразования, солеотложений и АСПО: подача ингибиторов, теплоизоляция и т.д.

По аналогичной схеме предлагается проанализировать следующую важную, особенно в настоящее время, функцию доли используемого попутного нефтяного газа (ПНГ) f_2 .

Уровень утилизации ПНГ во многом определяет эффективность развития нефтегазового комплекса той или иной страны. Использование ПНГ – маркер квалификации государства и бизнеса в вопросе комплексного освоения недр, использования сырья и экологической безопасности.

Функция f_2 рассчитывается следующим образом:

$$f_2 = \frac{V_{\text{ПНГ}} - V_{\text{сжижаемого}}}{V_{\text{ПНГ}}}, \quad (10)$$

где $V_{\text{ПНГ}}$ – объем добываемого попутного газа, тыс. м³;

$V_{\text{сжижаемого}}$ – объем сжижаемого попутного газа, тыс. м³.

Чем ниже получаемое значение f_2 , тем более значимо отрицательное влияние данного фактора. Здесь имеется установленное правительством минимальное значение данного показателя – 0,95.

Для регулирования параметра предлагаются следующие мероприятия:

- применение нового оборудования по переработке ПНГ с целью его дальнейшего сбыта;
- увеличение доли расхода ПНГ на собственные нужды производства;
- закачка обратно в пласт.

Третий параметр для анализа – функция f_3 , характеризующая КПД использования оборудования по переработке нефти. Стоит отметить, что данное направление требует отдельной проработки и высокий уровень квалификации в области первичной подготовки нефти.

Оценочная функция f_3 будет рассчитываться по формуле:

$$f_3 = \frac{N_{\text{ФАКТ}}/V_{\text{ФАКТ}}}{N_{\text{ОПТИМ}}/V_{\text{ОПТИМ}}}, \quad (11)$$

где $N_{\text{ФАКТ}}$ – фактическая потребляемая мощность, Вт;

$V_{\text{ФАКТ}}$ – фактический объем перерабатываемой нефти, м³;

$N_{\text{ОПТИМ}}$ – расчетная оптимальная мощность пункта первичной подготовки, Вт;

$V_{\text{ОПТИМ}}$ – расчетный оптимальный объем перерабатываемой нефти, м³.

Данная функция позволит определить, существует ли возможность оптимизации процесса подготовки нефти, однако это требует отдельных исследований. Процесс первичной

подготовки нефти достаточно сложен и имеет множество факторов, влияющих на его эффективность. Однако наиболее распространенными решениями являются: смена технологии по подготовке, перераспределение мощности, замена или модернизация оборудования.

ДРУГИЕ РЫЧАГИ ВЛИЯНИЯ

Помимо рассмотренных ранее объектов, существенное влияние на экономическую эффективность месторождений оказывают налоги. Самым действенным инструментом влияния существующей системы недропользования является налоговая льгота. Для предоставления налоговых льгот недропользователям, согласно НК РФ, если несколько оснований, одним из которых является стимулирование разработки на начальном и завершающем этапе жизненного цикла месторождения [2].

Рассмотрим варианты снижения налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для газовых и нефтяных месторождений, актуальные на 3–4-й стадиях разработки.

Согласно НК РФ НДПИ на газ может быть снижен за счет повышения степени сложности добычи газа. Это учитывают следующие коэффициенты:

- $K_{\text{ВГ}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов. Изначально равен единице, но снижается при достижении степени выработанности $C_{\text{ВГ}}$ до значения 0,7. $C_{\text{ВГ}}$ – частное от деления суммы накопленной добычи нефти на конкретном участке недр, включая потери при добыче, на начальные извлекаемые запасы нефти.

Снижение происходит по формуле:

$$K_{\text{ВГ}} = 2,75 - 2,5 * C_{\text{ВГ}}, \quad (12)$$

При достижении степени выработанности значения 0,9, дальнейшее снижение $K_{\text{ВГ}}$ прекращается. Он остается равным 0,5.

- $K_{\text{ГЗ}}$ – коэффициент, характеризующий глубину залегания углеводородов. Принимается равным 1 при глубине залежи до 1700 м; 0,64 – от 1700 до 3300 м и 0,5 – свыше 3300 м.
- $K_{\text{ОРЗ}}$ – коэффициент, характеризующий особенности разработки отдельных залежей. Он рассчитывается согласно п. 12 статьи 342.4 НК РФ.

Для месторождений на завершающей стадии последние два коэффициента применимы при вовлечении в разработку глубокозалегающих или туронских залежей газа. Если на начальном этапе их разработка требовала высоких удельных инвестиций, то в текущих

условиях себестоимость добычи такого газа может быть существенно ниже, чем на новых месторождениях, вследствие уже имеющейся инфраструктуры.

Согласно п. 7 статьи 342.4 НК РФ, коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа природного и/или газового конденсата из залежи углеводородного сырья (Кс), принимается равным минимальному значению из ряда коэффициентов $K_{\text{ВГ}}$, $K_{\text{р}}$, $K_{\text{ГЗ}}$, $K_{\text{АС}}$, $K_{\text{ОРЗ}}$. Нами были рассмотрены лишь три, являющиеся наиболее приоритетными для месторождений на 3–4-й стадиях разработки.

В отличие от газа НДПИ на нефть может быть снижен лишь в случае достижения определенной степени выработанности запасов конкретной залежи ($K_{\text{ДВ}}$) и конкретного участка недр ($K_{\text{В}}$). Если степень выработанности находится в интервале от 0,8 до 1, то данные коэффициенты рассчитываются по формуле:

$$K_{\text{ВГ/Г}} = 3,8 - 3,5 * \frac{N}{V}, \quad (13)$$

где N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (конкретной залежи);

V – начальные извлекаемые запасы нефти конкретного участка недр (конкретной залежи). При достижении степени выработанности значения 1 оба коэффициента приравниваются к значению 0,3. В дальнейшем они используются для определения показателя, характеризующего особенности добытой нефти ($D_{\text{М}}$).

Также для нефтяных месторождений целесообразно рассмотреть возможность снижения затрат на трудовой ресурс. Это может быть достигнуто за счет оптимизации численности рабочего персонала добывающего предприятия посредством применения гибких команд, участвующих в разработке групп близлежащих месторождений и применения проектной формы занятости (яркий пример – площадка «Профессионалы 4.0»).

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

В данной статье для повышения экономической эффективности нефтяных месторождений рассматриваются три основных блока анализа – эксплуатация, разработка, сбор и подготовка, в каждом из которых необходимо провести оценку, выявить проблемы и предложить решения.

Так как на этапе выбора решения мы сталкиваемся с высокой неопределенностью, необходим метод, позволяющий повысить эффективность проекта. В большинстве случаев для этого используется технико-экономическая оценка и учет возможных рисков, которые характеризует EMV (Expected Monetary Value) –

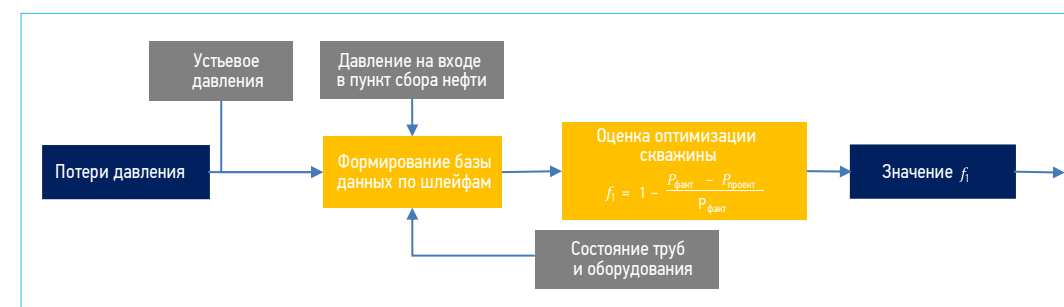


Рис. 3. Фрагмент алгоритма, отвечающего за регулирование функции f_1 по скважинам, и подбор решений. Составлено авторами

ожидаемый денежный поток. Этот показатель учитывает вероятность возникновения различных рисков. В общем виде формула для EMV выглядит так [7]:

$EMV = ЧДД \cdot V_{успеха} - K_{риск} \cdot (1 - V_{успеха}), \quad (14)$

где ЧДД – чистый дисконтированный доход; $V_{успеха}$ – вероятность успешности проекта; $K_{риск}$ – рисковые капитальные вложения. Но имеют место и случаи, когда при разнице между сравниваемыми вариантами в пределах точности расчета, выбрав вариант с потенциально меньшей стоимостью, можно существенно снизить ценность проекта. С целью учета технико-технологических различий каждого решения, предлагается использовать критериальный метод оценки, рассмотренный подробно в статье [8]. После критериальной оценки получаем комплекс мероприятий, наиболее выгодных для решения отдельно рассматриваемых проблем. Не стоит забывать, что решения могут быть взаимоисключающими и оказывать влияние на другие объекты анализа, поэтому эффективность комплекса решений может быть в разы меньше суммарной эффективности отдельно взятых решений. На этапе определения комплекса решений, необходимо оценить взаимовлияние решений друг на друга и рассчитать эффективность комплекса. Для оценки взаимовлияния решения предлагается составить таблицу (пример – табл. 3). В представленной таблице на пересечении строк и столбцов указывается степень взаимовлияния решения от –3 до 3, где:

- (-3) – абсолютно несовместимы (применение одного решения исключает применение другого);
- (-2) – плохо совместимы (применение одного решения значительно снижает эффективность другого);
- (-1) – практически совместимы (применение одного решения незначительно снижает эффективность применения другого);
- (0) – совместимы (нет взаимовлияния);
- (+1) – совместимы с незначительным улучшением эффективности (комплекс этих решений дает незначительно большую

эффективность, чем суммарная эффективность отдельно взятых решений);

- (+2) – совместимы со значительным улучшением эффективности (комплекс этих решений дает значительно большую эффективность, чем суммарная эффективность отдельно взятых решений);
- (+3) – совместимы с кратным улучшением эффективности (комплекс этих решений дает кратно большую эффективность, чем суммарная эффективность отдельно взятых решений).

На основе данной таблицы для каждого решения может быть рассчитан суммарный показатель совместимости его с другими решениями. В случае плохой совместимости решение может быть исключено или заменено на другое, имеющее хороший балл по критериальной оценке. Стоит учитывать, что удельный вес разных решений в оценке эффективности комплекса решений разный. Поэтому вместо того, чтобы убрать одно решение, взаимоисключающее два других, но оказывающее большее влияние на экономическую эффективность проекта, целесообразно убрать или заменить два других.

Выводы

- Выбор наиболее привлекательного месторождения для инвестиций возможен на основе данных об изменении темпа добычи углеводородов за последние три года, количестве и качестве остаточных извлекаемых запасов. Качество запасов предлагается оценивать с помощью рангового подхода.
- Для проведения комплексного анализа эффективности разработки месторождения в работе были выделены следующие подсистемы: геология и разработка, эксплуатация, сбор и подготовка. Для оценки работы данных подсистем и выявления проблемных участков предлагаются функции принадлежности нечетким множествам, характеризующие эффективность отдельных аспектов подсистем.
- Утверждение конечного комплекса решений должно основываться на его максимальной общей эффективности из всех

возможных вариантов, формирование которых возможно на основе выбора оптимальных решений. Для этого предлагается использовать критериальную оценку, которая основывается на расчете EMV. Она позволяет выявить наиболее ценное решение для каждой проблемы с учетом технологических, эксплуатационных и других рисков. Каждая следующая функция должна рассчитываться с учетом влия-

ния метода, выбранного для предыдущей функции. После определения мероприятий для каждой функции, значение которой не попадает в оптимальный диапазон, необходимо оценить влияние выбранных методов друг на друга.

Список литературы

1. М–01.11.03–01. Указания по анализу, классификации месторождений, типизация нерентабельных и низкоэффективных месторождений.
2. Шарф И. В., Михальчук А. А. Налоговые льготы в системе недропользования. Воспроизводственный аспект // Экономика региона. – 2019. – Т. 15. – вып. 3. – С. 791–805.
3. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2001. – 562 с.
4. Зейгман Ю.В., Гумеров О.А., Генералов И.В. Выбор оборудования и режима его работы скважин с установками штанговых и электроцентробежных насосов: Учеб. Пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2000. – 120 с.
5. Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Грон В.Г., Богомольский Г.И. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи – М.: Недра. – 1984. – 272 с.
6. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов – М.: ФГУП Изд-во РГУ нефти и газа им. М. Губкина. – 2003. – 816 с.
7. Елфимов А.В., Ташлицкая А.М. Пример экономической оценки проектов на стадии геолого-разведочных работ с учетом рисков и неопределенностей // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 94–96.
8. Буцаев И.В., Абрамова Н.С., Злобина О.В. Выбор оптимальных решений на концептуальной стадии проектирования и обустройства месторождений с применением критериальной оценки на примере Куюбинского месторождения// Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 4. – С. 103–107.

References

1. М–01.11.03–01. Guidelines for the analysis, classification of deposits, typification of unprofitable and low-efficiency deposits.
2. Sharf I.V., Mikhaltchuk A.A. Tax Incentives in the System of the Natural Resources Management: Reproduction Aspect. *Ekonomika regiona* [Economy of Region], 2019, vol. 15, no. 3, pp. 791–805. (In Russ.)
3. Lysenko V.D., Graifer V.I. *Razrabotka maloproduktivnih neftyanih mestorozhdeniy* [Development of low-productive oil fields]. Moscow, Nedra-Business center Publ., 2001, 562 p. (In Russ.)
4. Zeygman Y.V., Gumerov O.A., Generalov I.V. *Vybor oborudovaniya i rezhima ego raboti skvazhin s ustanovkami shtangovih i electrocentrobezhnih nasosov: Uchebnoye posobiye* [The choice of equipment and the mode of its operation of wells with installations of sucker rod and electric centrifugal pumps: Textbook]. Ufa, USPTU Publ., 2000, 120 p. (In Russ.)
5. Mischenko I.T., Sakharov V.A., Gron V.G., Bogomolsky G.I. *Sbornik zadach po tehnologii i technike neftedobychi* [Collection of tasks on oil production technology and engineering]. Moscow, Nedra Publ., 1984, 272 p. (In Russ.)
6. Mischenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefti: Uchebnoye posobiye dlya vuzov* [Downhole Oil Production: A Textbook for Universities], Moscow, RSU of Oil and Gas Publ., 2003, 816 p. (In Russ.)
7. Elfimov A.V., Tashlitskaya A.M. Example of economic evaluation of projects at the stage of geological exploration, taking into account risks and uncertainties. *Neftyanoe khozyaistvo* [Oil Industry], 2013, no. 4, pp. 94–96. (In Russ.)
8. Butsayev I.V., Abramova N.S., Zlobina O.V. Selection of optimal solutions at the conceptual stage of field design and development with the use of criteria-based assessment on the example of the Kuyubinsky field. *Neftyanoe khozyaistvo* [Oil Industry], 2017, no. 4, pp. 103–107. (In Russ.)

Таблица 3. Оценка комплекса решений

	Решение 1	Решение 2	Решение 3	Решение 4	Решение 5
Решение 1		1	0	2	0
Решение 2	2		1	2	1
Решение 3	3	2		3	-1
Решение 4	-1	3	2		3
Решение 5	0	-1	-2	0	

«PROнефть» теперь в ВАК!

Отличная новость для тех, кто готовит диссертацию! Научные работы, прошедшие рецензирование, публикуются бесплатно!



Публикуйте* свои научные работы в журнале «PROнефть»!

ПО ВСЕМ
ВОПРОСАМ
ОБРАЩАЙТЕСЬ



КЕРИМОВА Эльвира Римовна
ученый секретарь

✉ Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru



ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

Эльвира Римовна КЕРИМОВА, ученый секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти» (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»)

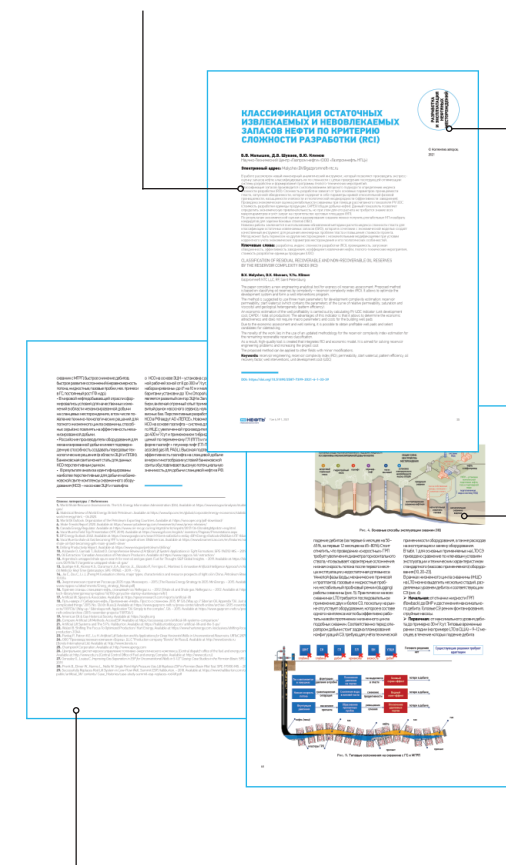
Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru, тел.: +7 (812) 313 6924 доб. 3657

АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ должен быть не более шести человек. В сведениях об авторах необходимо указать фамилию, имя, отчество полностью, место работы, занимаемую должность, ученую степень, звание (если есть), рабочий почтовый адрес, рабочий телефон, адрес электронной почты.

СТАТЬЯ ДОЛЖНА СОДЕРЖАТЬ:

- подробное введение с обоснованием целей, задач и актуальности работы;
- основную часть с описанием самого исследования;
- полноценные выводы или выделенное заключение.

ОБЪЕМ СТАТЬИ не более 20 страниц, включая рисунки и таблицы (статья выполняется в Word, 14-м шрифтом с полуторным межстрочным интервалом, без элементов верстки, все символы, параметры и др. – выполнены в Word)



ТАБЛИЦЫ выполняются в Word, Excel, не рисунком.

РИСУНКИ в CorelDRAW (версии 13 и более ранние), PowerPoint. Разрешение рисунков и фотографий в формате jpg, tif должно быть не менее 300 dpi. Рисунки должны быть четкими. Каждый рисунок должен быть снабжен подписочной подписью. Все позиции на рисунке должны быть расшифрованы и описаны. Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга.

Число рисунков не более 5 (а, б, в считаются как отдельные рисунки).

ДАННЫЕ. Все данные необходимо приводить в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин». В случаях, когда применение ГОСТ 8.417-2002 по каким-то причинам невозможно, допускается использование системы единиц измерения СИ.

ФОРМУЛЫ. Все входящие в формулу параметры должны быть расшифрованы. Расшифровку достаточно привести 1 раз, когда параметр встречается впервые. Более предпочтительным является использование Списка условных обозначений в конце статьи, тогда расшифровка в самом тексте не нужна. Сложные математические формулы желательно выполнять в формульном редакторе. Простые формулы и параметры в тексте необходимо выполнять в Word.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ. В конце работы, в обязательном порядке, необходимо привести ссылки на все использованные литературные источники. Список литературы должен быть оформлен в соответствии с текущими требованиями к оформлению библиографических записей и ссылок. К статье необходимо приложить аннотацию, тезисы и ключевые слова на русском и английском языках.

ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Стихия северных морей проверяет первопроходцев на прочность, но мы успешно справляемся! Новейшие техника и технологии помогают мне проводить танкер сквозь льды арктических морей к северным портам Европы круглый год.



Реклама



СТРЕМИМСЯ
К БОЛЬШЕМУ!

GAZPROM-NEFT.RU