



РОССИЙСКИЙ  
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

32-я международная выставка  
ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ  
21-24 мая 2024 года

УФА  
22 МАЯ 2024  
НовТек<sup>®</sup>  
БИЗНЕС

XXX НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
им. Лаптева В.В.  
НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ  
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

# ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

Организаторы



ЕВРО-АЗИАТСКОЕ  
ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЩЕСТВО  
(MOO EAFO)



СОЮЗ  
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ  
РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И  
ИННОВАЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ  
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА  
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



АССОЦИАЦИЯ «АИС»



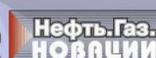
ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ  
И ГАЗА РАН

При поддержке

Информационные спонсоры



НЕФТЕГАЗОВАЯ  
ВЕРТИКАЛЬ  
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ



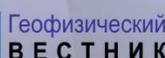
Нефть.Газ.  
НОВАЦИИ



Coiled Tubing  
times  
ВРЕМЯ КОИЛИНГА  
ВРЕМЯ ГТО



ГАЗОВАЯ  
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ



Геофизический  
ВЕСТНИК



КОРРОЗИЯ  
В НЕФТЕГАЗЕ



БУРЕНИЕ  
& НЕФТЬ



ТЕРРИТОРИЯ  
НЕФТЕГАЗ



СФЕРА



НЕДРА



НЕФТЯНОЕ  
ХОЗЯЙСТВО



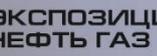
Offshore



[Russia]  
OIL & GAS  
JOURNAL  
RUSSIA



ЭКСПОЗИЦИЯ  
НЕФТЬ ГАЗ



Старт Нефть Газ



КАРОТАЖНИК

**ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ**

**XXX НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
ИМ. ЛАПТЕВА В.В.**

**НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ  
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ  
УГЛЕВОДОРОДОВ**

УДК 550.832  
ББК 26.2  
Ю 13  
Н 34

XXX НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ИМ. ЛАПТЕВА В.В.  
«НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ»

Тезисы докладов конференции в рамках Российского Нефтегазохимического Форума и XXXII  
Международной специализированной выставки «Газ.Нефть.Технологии-2024».

г. Уфа, Издательство ООО «Новтек Бизнес». 2024. с.77, ил.30, табл. 6

ISBN 978-5-6048431-3-0

В сборнике представлены тезисы докладов, отражающих новейшие достижения в развитии геофизической техники и технологий при разведке и разработке трудноизвлекаемых залежей нефти и газа. Цифровизация ТЭК в полной мере коснулась геофизического комплекса. Этой теме посвящены доклады по разработкам в области цифрового геолого-гидродинамического моделирования месторождений и интерпретации ГИС, созданию технологических платформ цифровых аппаратно-программных комплексов ГТИ, ГИС, MWD, LWD на суше, шельфе, открытом стволе и обсаженных скважинах. По инициативе Союза нефтегазопромышленников России работает секция по освоению трудноизвлекаемых месторождений. Представлены доклады по технике и технологии их разведки и разработки, а также привлечения для этой цели малого и среднего отечественного бизнеса.

Тезисы представляют интерес для широкого круга специалистов нефтегазового комплекса, научных работников и студентов профильных ВУЗов.

Тезисы докладов подготовлены к печати Отделом научно-технической информации ООО «Новтек Бизнес».

Научное редактирование – Лобанков В.М.

Ответственный редактор – Лаптева О.В.

Художественное оформление – Ткач В.М.

ISBN 978-5-6048431-3-0



9 785604 843130

ООО «Новтек Бизнес», [www.novtekbusiness.com](http://www.novtekbusiness.com)

## ОРГАНИЗАТОРЫ И ПАРТНЕРЫ

### **Организаторы:**

Межрегиональная общественная организация Евро-Азиатское Геофизическое Общество (МОО ЕАГО )  
Союз нефтегазопромышленников России

### **При поддержке:**

Министерство энергетики РФ  
Министерство промышленности и инновационной политики РБ  
Торгово-Промышленная палата РБ  
Международная Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и разработкам в скважинах (Ассоциация «АИС»)  
ИПНГ РАН

### **Информационные партнеры:**

Научно-технический вестник «Каротажник»  
Журналы МОО ЕАГО «Геофизика» и «Геофизический вестник»  
Научно-технический журнал «Нефть.Газ.Новации»  
Научно-практический журнал «Время колтюбинга»  
Аналитический журнал «Нефтегазовая вертикаль»  
Журнал «Нефтяное хозяйство»  
Информационно-технический журнал «Сфера Нефтегаз»  
Научно-технический журнал «Экспозиция Нефть Газ»  
ООО «СтартНефтьГаз»  
Журналы: «Газовая промышленность», «Территория НЕФТЕГАЗ», «Коррозия «Территории НЕФТЕГАЗ»

**ЛАПТЕВ**  
**Владимир Викторович**  
05.10.1937г. – 07.02.2022



Заслуженный деятель науки и техники Башкирской АССР, Заслуженный работник Минтопэнерго РФ, Кандидат технических наук, Первый вице-президент Евро-Азиатского геофизического общества МОО ЕАГО, Председатель координационного совета геофизического кластера «Квант»

Вся трудовая деятельность Владимира Викторовича связана с отечественной геофизикой.

Родился 05.10.1937 в г. Сызрань Самарской области.

Окончил в 1960 – Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. акад. И.М. Губкина по специальности инженер-геофизик. В 1960–67гг. работал в КуйбышевНИИ нефтяной промышленности инженером, младшим и старшим научным сотрудником. В 1967г. завершил учёбу в

аспирантуре ВНИИ Ядерной Геофизики и Геохимии (г. Москва) под руководством докт.т.н. Шимелевича Ю.С., защитил диссертацию с последующим присвоением степени кандидата технических наук. В 1967-1970 гг. по контракту с ПО «Зарубежнефть» (Миннефтепром СССР) работал в Алжире экспертом в государственной компании SONATRAC.

С 1971 г. поступил в качестве заведующего лабораторией комплексной интерпретации во ВНИИнефтепрогеофизику. За период 1971-1988 гг. прошёл путь от зав. лаб., зав. отделом, зам. директора до директора ВНИИнефтепрогеофизики. Институт был головной организацией по промысловой геофизике в Миннефтепроме СССР, отраслевым центром по метрологии и стандартизации в геофизике в рамках министерства и СЭВ. В институте работало около 1300 сотрудников, финансирование НИОКР, приобретения оборудования, квартир для сотрудников, кастроительство осуществлял Миннефтепром СССР. В 1991 г. одним из последних приказов министерства институт по инициативе Лаптева В.В. был преобразован в Научно-производственную фирму НПФ Геофизика.

С 1991 г. генеральный директор ОАО НПФ «Геофизика». Команда единомышленников (Булгаков А.А., Бельшев Г.А., Латыпов Р.С., Коровин В.М., Лобанков В.М., Семёнов Е.В., Славницкий Б.Н., Адиев А.Р. и др.) во главе с генеральным директором Лаптевым В.В. вступила в борьбу за сохранение и приумножение научного и производственного потенциала фирмы. В период разгула бартера и не платежей было проведено акционирование компании, созданы приборостроительные мощности по выпуску скважинной аппаратуры, каротажных подъёмников, геофизических станций различного назначения, налажен экспорт продукции в страны ближнего и дальнего зарубежья, созданы в составе фирмы научно-производственные центры, совместное предприятие в Китае. К моменту ухода Лаптева В.В. в 2004 г. с поста генерального директора ОАО НПФ Геофизика стало крупнейшим в России многопрофильным разработчиком и производителем скважинной и наземной геофизической техники. Объём продаж достигал 1.5 млрд. руб. в год. Отечественным сервисным компаниям поставлялась конкурентоспособная техника для открытого ствола, контроля разработки месторождений и технического состояния скважин, геолого-технических исследований, испытания пластов на бурительных трубах, метрологическое оборудование, станции ГТИ, каротажные подъёмники с различным типом привода.

Активно занимался общественной работой. С 2010 г. – первый вице-президент Евро-Азиатского геофизического общества (МОО ЕАГО) и с 2014 г. председатель координационного совета геофизического кластера «Квант». «Заслуженный деятель науки и техники БАССР», «Заслуженный работник Минтопэнерго РФ».

Награжден знаком «Отличник нефтяной промышленности», правительственными медалями «Ветеран труда», «За доблестный труд».

Автор более 150 печатных трудов, 9 изобретений (5 работ опубликованы за рубежом).

Сведения о В.В. Лаптеве включены в Справочник «Кто есть кто в нефтяном комплексе России» (г. Санкт-Петербург, из-во «Корвет», 1997г.). Почетная запись о нем включена в юбилейный сборник к 65-летию башкирской нефти «Башкирских нефтяников славные имена» (г. Уфа, 1997 г.) и в энциклопедию «Геофизики России» (Москва, ЕАГО, 2005г.).

**ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ И  
ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ  
ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ**

## О ЗНАЧИМОСТИ ТЕОРИИ СКВАЖИННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ В РАЗВИТИИ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Лобанков В.М. (УГНТУ, г. Уфа)

Нефтяные компании России приступили к освоению трудно-извлекаемых запасов нефти, увеличилось количество факторов, влияющих на результаты измерений параметров нефтегазовых пластов. В этих условиях резко возрастают требования к применяемому геофизическому комплексу, нацеленному на измерения параметров пластов и скважин. Возрастают требования к точности научно-обоснованных методов и средств скважинных геофизических измерений.

«Нет ничего практичнее хорошей теории» - это высказывание известных физиков актуально и для геофизики, в том числе и для теории геофизических исследований в скважинах (ГИС).

Физическая теория - это упорядоченная система физических законов разного уровня обобщения и их следствий. Совокупность теорий образует науку. Физическая картина мира является обобщением в физике и составной частью естественнонаучной картины мира. Современная геофизика формирует общие физические представления о структуре Земли и процессах и явлениях, наблюдаемых в земной коре.

Важнейшими познавательными функциями геофизической теории и работы геофизиков являются мировоззренческая и объяснительная функции. Применительно к поискам, разведке и разработке месторождений нефти и газа прикладная геофизическая теория должна позволять достоверно распознавать структуру и состав горных пород с оценкой концентрации химических элементов и их соединений на основе измерительных экспериментов.

В современной скважинной геофизике принято считать теорией методы решения прямых и обратных задач в условиях неоднородной среды [1, 2].

В общем случае постановка прямой задачи заключается в математическом моделировании показаний скважинной аппаратуры при её фиксированном расположении относительно стенки скважины и границ пластов путем решения системы дифференциальных уравнений для заданных граничных и краевых условий. В итоге получают формулу зависимости кажущихся значений измеряемого параметра от значений этого же параметра вещества в пласте и вещества в скважине и от координат расположения элементов зонда относительно границ раздела однородных сред.

В ядерной геофизике теория сводится к математическому моделированию взаимодействия гамма-квантов и нейтронов с неоднородным веществом в скважинных условиях по методике Монте-Карло, настраиваемой по экспериментальным данным.

Решение обратной задачи ГИС сводится к определению (оценке) параметров пласта по показаниям скважинной аппаратуры в неоднородной среде и по результатам измерений геометрических размеров скважины и параметров вещества в ней [1].

В то же время оценка параметров пласта по показаниям скважинной аппаратуры соответствует определению понятия «измерение», сформулированному как «*определение значения измеряемой величины опытным путем с использованием технических средств*». Однако современная теория измерений хорошо применима к измерениям параметров однородных веществ и материалов и не применима к измерениям в неоднородных средах, к которым относятся пласты горных пород, пересеченных скважиной.

Поэтому обоснование и развитие методов решения обратных задач ГИС до уровня теории скважинных измерений является актуальной задачей. Необходимы новые подходы к построению теории скважинных измерений и измерительной техники, что позволит обеспечить требуемые показатели точности измерений параметров пластов на нефтегазовых месторождениях [3, 4].

### **Состояние теории и методик скважинных измерений**

Скважинные измерения параметров пластов относятся к измерениям в неоднородных средах на основе методов прямых, косвенных, совокупных и совместных измерений [4].

К прямым скважинным измерениям относятся измерения, когда измеренное значение параметра каждого конкретного пласта считывают на каротажной диаграмме по одной и той же шкале от устья до забоя. Теория таких измерений хорошо разработана в общей метрологии и базируется на концепции и теории калибровочных функций (КФ).

Примером косвенных измерений служат измерения коэффициента пористости пластов ( $K_p$ ) по результатам измерений их плотности аппаратурой ГК-П и интервального времени аппаратурой акустического каротажа (АК). Теория таких измерений также изложена в общей метрологии. Здесь КФ требуется не для измеряемой величины  $K_p$ , а для средств измерений других величин (плотности и интервального времени), являющихся одним из аргументов функции  $K_p$ . Другими аргументами функции являются плотность скелета и плотность флюида или интервальное время в скелете и в флюиде.

Совместные скважинные измерения выполняют, когда возникает необходимость измерений одновременно двух и более величин (измеряемой величины и влияющих величин) для введения поправок в показания аппаратуры по заранее построенным КФ и поправочным функциям (ПФ).

Классическим примером теории совокупных скважинных измерений является теория, положенная в основу методики бокового каротажного зондирования (БКЗ), в которой используется однотипная аппаратура электрического каротажа с градиент-зондами разной длины и измерением одной и той же величины – удельного электрического сопротивления. Создателями этой теории являются советские учёные В.А. Фок, Л.М. Альпин и С.Г. Комаров.

Методика измерений удельного электрического сопротивления (УЭС) пласта создавалась на основе решения прямой и обратной задач электрического каротажа. Первоначально были построены расчётные (теоретические) палетки БКЗ в виде зависимостей расчётных кажущихся значений УЭС от длины градиент-зонда (теоретические кривые зондирования) при фиксированных значениях УЭС пласта, УЭС зоны проникновения (ЗП) и диаметра ЗП.

Обратная задача электрического каротажа при определении (измерении) УЭС пласта решалась графическим способом путем построения экспериментальной кривой зондирования в виде зависимостей измеренных кажущихся значений УЭС от длины использованных градиент-зондов. Экспериментальная кривая зондирования строилась на прозрачном бланке в том же самом масштабе, что и теоретические кривые зондирования. Далее путем перебора (итерационно) подбирались такая теоретическая палетка, на которой при наложении бланка экспериментальная кривая зондирования совпала бы с теоретической кривой зондирования в пределах допускаемой погрешности.

Решением обратной задачи (результатом измерений по методике БКЗ) являются параметры палетки, на которой произошло совпадение кривых зондирования, включая измеренные значения УЭС пласта, УЭС и диаметра зоны проникновения.

Недостатком данной методики БКЗ является существенная погрешность измерений УЭС пласта и зоны проникновения, а также диаметра зоны проникновения из-за ограниченности количества палеток с дискретными параметрами.

Следует также помнить, что каждый градиент-зонд в составе аппаратуры БКЗ калиброван также теоретически (расчетным путем) для условий бесконечной однородной среды без использования физических эталонов УЭС.

Очевидно, показания скважинной геофизической аппаратуры зависят как от изменения измеряемой величины, так и от изменения влияющих величин. Следовательно, отчет измеренного значения величины по каротажной кривой возможен только при фиксированных значениях влияющих величин [4].

Теоретические основы измерений коэффициента пористости ( $K_p$ ) аппаратурой НК с разными зондами основаны на построении семейства КФ для разных условий с учётом основных влияющих факторов [4, 5]: минералогический состав пласта – песчаник, кальцит, доломит; в поровом пространстве – нефть, газ, вода, глина; хлор в пласте и в скважине; три диаметра скважины. За нормальные условия приняты измерения в кальците при фиксированном диаметре и концентрации хлора в пласте и в скважине. В остальных случаях вводятся поправки в показания аппаратуры НК, оцененные математическим моделированием по Монте-Карло относительно показаний со стандартной КФ.

Теория измерений плотности пласта аппаратурой ГГК-П предусматривает прямые измерения плотности пористого пласта с использованием КФ при условии отсутствия влияния плотности промывочной жидкости. Это условие не выполняется для зондов ГГК-П диаметром менее 100 мм и требуется учет плотности промывочной жидкости. Измерения плотности пластов аппаратурой, калибруемой с использованием имитаторов плотности на основе полупластов, остаются проблематичными.

Теория измерений коэффициента нефтенасыщенности ( $K_n$ ) пласта аппаратурой ИНГК-С с использованием КФ пока не создана. Показания этой аппаратуры сильно зависят от коэффициента пористости, а эталоны, воспроизводящие коэффициент нефтенасыщенности коллекторов в разных геолого-технических условиях, также отсутствуют.

Проект создания Российского геофизического центра метрологии и сертификации (РГЦМС) с требуемым перечнем государственных первичных геофизических эталонов подготовлен, но пока не реализован, что также препятствует совершенствованию и дальнейшему развитию теории скважинных измерений.

### **Перспективы развития теории скважинных измерений**

Под теорией скважинных измерений какого-либо параметра пласта или скважины будем понимать научное обоснование методов и средств получения измеренного значения измеряемой величины и оценки погрешности выполненных скважинных измерений. Такая теория также включает анализ взаимодействия зонда скважинной аппаратуры с пластами и скважиной, включая анализ измеряемой величины и выбор существенно влияющих величин.

Измеренное значение измеряемой величины может быть получено только при наличии скважинной аппаратуры, для которой обоснованы и синтезированы необходимые КФ с набором ПФ или КПФ. Обоснование и методы построения этих функций с оценкой степени влияния величин на показания аппаратуры являются составной частью теории скважинных измерений.

При создании теории скважинных измерений следует учитывать, что влияющие величины могут влиять как на средство измерений, так и на измеряемую величину. Например, температура почти всегда оказывает влияние на измерительные каналы скважинной геофизической аппаратуры. Истинное значение измеряемой плотности пластов и других параметров при разных температурах будет разным.

Постоянное влияние влияющих величин на показания скважинной аппаратуры может быть учтено при калибровке аппаратуры при условии, что при измерениях в скважинах влияние этих величин будет таким же, как при калибровке. При переменном же влиянии требуется построение ПФ или КПФ.

Основные способы учета влияния влияющих величин на показания скважинной аппаратуры в процессе измерений параметров пластов и скважин показаны на рисунке 1.

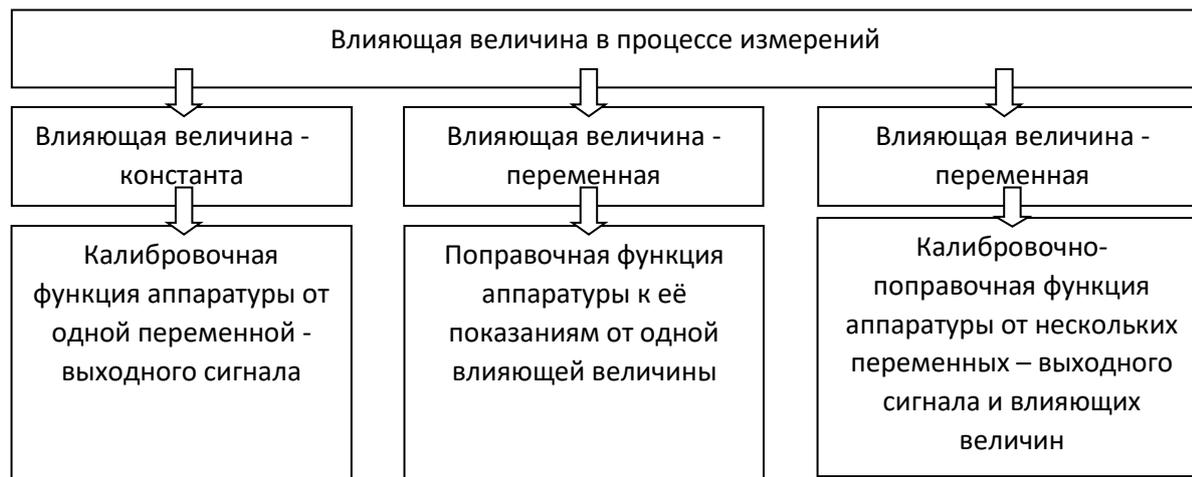


Рисунок 1. Основные способы учета влияния влияющих величин на показания скважинной геофизической аппаратуры.

При проектировании геофизических измерительных систем возникает проблема выбора одной из трёх концепций использования только КФ, одновременного использования КФ и ПФ или использования только КПФ. Для каждой концепции реализуется соответствующая теория скважинных измерений и разрабатывается стандартная методика выполнения скважинных измерений.

С помощью ПФ предлагается приводить показания аппаратуры в рабочих скважинных условиях в нормальные условия измерений, для которых построена КФ. Недостатком концепции ПФ является необходимость построения множества ПФ для нескольких значений измеряемой величины, что вызывает неконтролируемые погрешности для тех измеренных значений величины, которые отличаются от значений, использованных при построении ПФ.

Таким образом, в дальнейшем при создании более совершенной теории измерений для любой скважинной аппаратуры следует использовать универсальную концепцию КПФ, когда влиянием влияющих величин нельзя пренебречь.

Выдающийся физик СССР Пётр Леонидович Капица говорил своим ученикам: «Теория - конечно, хорошая вещь, но золотой эксперимент остается навсегда!». Теория скважинных измерений безусловно должна базироваться на экспериментальном использовании эталонов, воспроизводящих параметры пластов и скважин. Поэтому потребуется замена устаревшей эталонной базы, создававшейся под реализацию концепции КФ и ПФ.

Модернизация российского геофизического комплекса и его конкурентоспособность на мировом рынке геофизических измерительных услуг не может быть эффективной без использования научно-обоснованных методик выполнения скважинных измерений, создание которых невозможно без высокоточных эталонов. Комплекс стандартных образцов состава и свойств горных пород должен воспроизводить в разном сочетании коэффициенты пористости, глинистости, нефтегазонасыщенности и водонасыщенности с заданной концентрацией хлора в пласте и в скважине при фиксированных параметрах литологии и скважины [3]. В состав комплекса должны быть включены эталоны, воспроизводящие коэффициент нефтегазонасыщенности при разных значениях коэффициента пористости.

Новая эталонная база ГИС должна создаваться в РГЦМС, иметь государственный статус и позволять выполнять скважинные измерения с заданными показателями точности в типовых геолого-технических условиях на основе разработанных стандартов на типовые методики измерений.

#### **Выводы**

1. Выполнен анализ скважинных измерений параметров нефтегазовых пластов методами прямых, косвенных, совокупных и совместных измерений. Показано, что для значительной части этих измерений разработаны теория и методы решения прямых и обратных задач ГИС. Установлено, что наиболее разработанной является теория бокового градиент-зондирования и созданная на её основе методика БКЗ для измерений УЭС пласта при наличии скважины и зоны проникновения. Однако теория скважинных измерений других параметров на основе решенных обратных задач пока не создана. По этой причине не разработаны стандартные методики выполнения скважинных измерений параметров пластов и скважин, включая оценку измеренного значения величины и оценку погрешностей выполненных измерений.

2. В основу теории скважинных измерений должны быть положены закономерности, описывающие степень изменения показаний (выходного сигнала) скважинной геофизической аппаратуры в зависимости от изменения измеряемой величины и от изменения влияющих величин. Поэтому оценка измеренного значения величины может быть получена только при фиксированных значениях влияющих величин.

3. Создание теории скважинных измерений должно базироваться на трёх концепциях: 1) использование только КФ одной переменной при фиксированных значениях влияющих величин; 2) одновременное использование КФ и ПФ; 3) использование только КПФ нескольких переменных. Скважинные измерения с требуемой точностью возможны только при наличии КПФ нескольких переменных при условии неизменности остальных влияющих величин.

4. Теории скважинных измерений должна включать обоснование параметров эталонов единиц геофизических величин. Новый комплекс геофизических эталонов параметров пластов горных пород, пересеченных скважинами, должен храниться в Российском геофизическом центре метрологии и сертификации, иметь государственный статус.

5. Модернизация и развитие российского геофизического комплекса, его конкурентоспособность на мировом рынке может быть эффективной только при наличии хорошей теории, научно-обоснованных методик измерений, разработанных с использованием высокоточных эталонов. Также должны быть разработаны государственные стандарты России на типовые методики выполнения измерений коэффициента пористости, нефтенасыщенности и других величин для разных геолого-технических условий нефтегазовых месторождений.

#### *Список использованной литературы*

1. *Зверев, Г.Н., Дембицкий, С.И.* Оценка эффективности геофизических исследований скважин. - М.: Недра, 1982. - 224 с.
2. *Кауфман, А.А.* Введение в теорию геофизических методов (в 5-и ч.). Ч. 2: Электромагнитные поля. Пер. с англ. канд. техн. наук Ю.А. Дашевского. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000, 483 с.
3. *Лобанков В.М., Лантев В.В.* Требования к эталонам геофизических величин при оценке запасов нефти и газа.- Недропользование 21 век, 2015, № 4(54). - с 28–32.
4. *Lobankov V.M. and Sviatokhin V.D.* Measurements in Petroleum Geology and Geophysics/ 6th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition. (Investing in the Future), 2014, TU P 01.
5. *Theys F.* Log date acquisition and quality control. - 2-nd edition, Paris, Editions Technip, 1999, 453 p.

**ПРОГРАММНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РОССИЙСКОЙ АППАРАТУРЫ  
РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА LWD-ГГКЛП-2ННК (-3ГК)  
РАЗРАБОТКИ И ПРОИЗВОДСТВА ООО «НПП ЭНЕРГИЯ»**

Велижанин В.А., Емельянов А.В., Лобода Д.Р., Лобода Н.Г., Лебедев А.В.,  
Меженская Т.Е., Моргун Д.Ю., Цветкова В.Ю., Черменский В.Г.  
ООО «НПП Энергия» (г. Тверь), tcvetkovavy@mail.ru

Цель доклада показать, что в ООО «НПП Энергия» разработано оригинальное программное обеспечение, поддерживающее всю технологическую цепочку эксплуатации аппаратуры LWD от первичной настройки при ремонте и изготовлении, калибровки и контроле качества при эксплуатации, до обработки данных каротажа и получения геофизических параметров, исправленных за влияние скважинных условий.

Для работы непосредственно с аппаратурой разработано программное обеспечение **EnSE**, реализующее следующие этапы:

- выполнение первичной настройки прибора;
- проведение калибровки;
- проведение ремонтных работ на базе;
- настройка параметров зондовых установок;
- настройка режимов регистрации перед бурением;
- считывание данных из памяти прибора после бурения;
- первичный контроль зарегистрированных данных.

Считанные из памяти прибора «данные по времени» преобразуются в «данные по глубине» в результате конвертирования. В процесс конвертирования входит: конвертирование данных в Lis-файл, увязка данных по точкам записи и, при необходимости, корректировка глубины. Для всех этих задач разработано программное обеспечение **EnTD**.

Результатом конвертирования является Lis-файл с данными, привязанными к глубине, содержащий следующие зарегистрированные параметры:

- азимутально ориентированные скорости счета ГГК по малому зонду (МЗ) и большому зонду (БЗ);
- азимутально ориентированные скорости счета нейтронов в каналах малого (МЗ) и большого (БЗ) зондов ННК;
- спектры литологического зонда;
- азимутально ориентированные скорости счета ГК;
- азимутально ориентированные радиусы акустического каверномера;
- технологические параметры проведения измерений.

Для проведения первичной обработки зарегистрированных данных используется программный комплекс **PowerLogPro**, который обеспечивает выполнение следующих функций:

- загрузку данных каротажа из файла в формате LIS и вывод полученных результатов на планшет;
- графический и цифровой просмотр содержимого LIS-файла - характеристик работы аппаратуры, зарегистрированных первичных данных (имиджей, кривых, спектров), расчетных данных, полученных в ходе обработки;
- просмотр и контроль калибровочных данных;
- просмотр и редактирование параметров каротажа и параметров обработки;
- обработку данных каротажа согласно методике обработки LWD121-2ННК-ГГКЛП (LWD172-2ННК-ГГКЛП-3ГК) – получение имиджей и кривых плотности, плотностного профилемера и каверномера, нейтронной пористости, индекса  $P_e$ , данных ГК – азимутального имиджа, кривых верхнего и нижнего квадранта, интегральной кривой ГК, акустического профилемера и каверномера, затрубного давления и температуры;
- качественную оценку результатов через расчет оценочных параметров;
- проверку и анализ полученных результатов на кроссплотах;
- экспорт рассчитанных кривых и имиджей, параметров и условий обработки в LAS-файл;
- выдачу диаграммы в заданном формате в графический файл или на принтер.

Благодаря тому, что большинство расчетов также реализованы внутри прибора, аппаратура LWD-ГГКЛП-2ННК (-3ГК) позволяет получать расчетные параметры и во время бурения. В режиме реального времени аппаратура может передавать следующие данные:

- плотность (16 секторов / 8 секторов / квадрантная / верхняя и нижняя);
- поправка в плотность (16 секторов / средняя);

- нормированное на калибровку интегральное отношение  $M_{3ннк}/B_{3ннк}$ ;
- зазоры по данным ГГК (16 секторов / средний);
- интегральный ГГК;
- индекс фотоэлектрического эффекта;
- акустические диаметры (средний / вертикальный / горизонтальный);
- средний диаметр по ГГК;
- затрубные давление и температура.

Для включения блока LWD в данные RealTime с разработчиками телесистемы проводится согласование и утверждение протокола команд для опроса прибора.

Часть расчетов сложны для реализации в приборе, и они встраиваются в ПО любой телесистемы через **DLL (PowerLogPro)** согласно принятому интерфейсу. С помощью DLL на сегодня рассчитываются:

- водородосодержание и нейтронная пористость по матрице известняка и песчаника;
- каверномер по ГГК;
- вводится поправка в акустические каверномеры за плотность бурового раствора.

Для каждой программы программного комплекса разработаны методические инструкции, такие как, инструкция по проведению калибровки, инструкция по подготовке к каротажу, инструкция по конвертированию данных, инструкция по технологии обработки в **PowerLogPro**.

На текущий момент разработана и, с развитием методики, регулярно обновляется методическая инструкция по работе аппаратуры радиоактивного каротажа LWD-ГГКЛП-2ННК (-ЗГК). Методическая инструкция включает в себя теоретические основы методов, характеристику аппаратуры, интерпретационное обеспечение зондов, а также описание калибровки аппаратуры, скважинных измерений и первичной обработки.

Руководство по эксплуатации аппаратуры радиоактивного каротажа LWD-ГГКЛП-2ННК (-ЗГК) включает в себя описание регламентных работ и технического обслуживания аппаратуры с подробными пошаговыми инструкциями и 3D чертежами.

Все указанные программные комплексы и методические инструкции входят в пакет программно-методического обеспечения аппаратуры радиоактивного каротажа LWD-ГГКЛП-2ННК (-ЗГК) и передаются заказчикам вместе с аппаратурой.

**Вывод:** ООО «НПП Энергия» поставляет вместе с разработанной в компании уникальной аппаратурой **завершенную технологию**, включающую комплекс оригинального программного обеспечения и описанную методику работы, с подробными инструкциями. Это позволяет эффективно реализовать всю технологическую цепочку эксплуатации аппаратуры – от первичной настройки при ремонте и изготовлении до получения геофизических параметров, исправленных за влияние скважинных условий.

## **ИЗМЕРЕНИЕ НЕЙТРОННОЙ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД СО СКВАЖИННОЙ АППАРАТУРОЙ ИННК С D-T И D-D ГЕНЕРАТОРАМИ НЕЙТРОНОВ**

*М.В. Ревякин, А.Г. Амурский, Е.П. Боголюбов  
ФГУП «ВНИИА им. Н.Л. Духова» – Москва, Россия*

Рассмотрен способ измерения нейтронной пористости горных пород с помощью малогабаритной аппаратуры импульсного нейтрон-нейтронного каротажа в составе с генераторами 14 МэВ и 2,5 МэВ нейтронов.

Генератор 2,5 МэВ нейтронов с дейтериевой нейтронной трубкой, не содержит радиоактивных материалов (трития) и является радиационно-безопасным в выключенном состоянии, что позволяет снизить риски при его хранении, перемещении и работе.

Преимуществом применения 2,5 МэВ нейтронов при измерении нейтронной пористости является высокая чувствительность измеряемых параметров (пространственного затухания потока надтепловых и тепловых нейтронов в скважине) к водородосодержанию горных пород, обусловленная повышенной замедляющей способностью водорода при энергиях нейтронов  $< 3$  МэВ.

Разработан макет скважинного прибора ИННК и проведены измерения на моделях горных пород. С помощью метода Монте-Карло рассчитаны калибровочные зависимости измеряемых аппаратурой параметров распределений нейтронов в скважине от нейтронной пористости горных пород для различных размеров зондов скважинного прибора.

Статистическая погрешность измерения нейтронной пористости, полученная аппаратурой двухзондового ИННК с  $^3\text{He}$  счетчиками тепловых нейтронов, с оптимизированными размерами зондов и генератором 2,5 МэВ нейтронов, имеющим поток  $2 \cdot 10^6$  нейтрон/сек, меньше, чем для серийной аппаратуры АИНК-43П с генератором 14 МэВ нейтронов с потоком  $1 \cdot 10^8$  нейтрон/сек и меньше чем для аппаратуры с изотопным плутоний–бериллиевым источником с потоком  $\approx 1 \cdot 10^7$  нейтрон/сек.

## О ВЛИЯНИИ ГЛУБИННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕТОДОВ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА НА ТОЧНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН.

*Дворкин В.И., Лаздин А.Р., Сакаев Р.Ш.  
ООО НПФ «ГеоКИП» (г. Уфа), dvorkin\_geokip@mail.ru*

В настоящее время для определения электрических характеристик разреза субгоризонтальных скважин используются различные методы электромагнитного каротажа. Аппаратура высокочастотного индукционного каротажа позволяет проводить исследования непосредственно в процессе бурения скважин [1]. Приборы низкочастотного индукционного каротажа используются после окончания скважины бурением [2]. Другим важным отличием высокочастотных и низкочастотных методов является существенные различия их по глубинности исследования. При этом высокочастотные методы обладают глубинностью в 3-5 раз меньше, чем методы низкочастотного индукционного каротажа [1-3].

В скважине, пробуренной долотом диаметром 165,1 мм в отложениях юрского возраста, продуктивные интервалы вскрыты на промывочной жидкости с углеводородной основой (РУО). При этом в состав бурового раствора входит 13% воды с CaCl<sub>2</sub>. Сопоставление замеров высокочастотного каротажа, работающего на частоте 2 МГц (прибор ARC фирмы Шлюмберже), выполненных в процессе бурения и низкочастотного ИК, работающего на частоте 50 кГц (пятизондовый прибор ПИК5-76), выполненных после окончания бурения скважины, показали систематические расхождения результатов определения удельного электросопротивления (УЭС) в проницаемых интервалах разреза скважины.

При этом по данным прибора ПИК5-76 УЭС выше, чем по данным ARC. Анализ скважинных материалов ИК показал, что каверны в разрезе скважины заполнены проводящей промывочной жидкостью. При этом УЭС в этих интервалах составляет 2,5-3 Ом·м по данным самого короткого зонда длиной 0,3 м комплекса зондов ИК, что значительно ниже сопротивления глин в разрезе скважины.

При этом в интервале горизонтов Ю2, Ю3, Ю4, Ю7, Ю8 по данным сопоставления разноглубинных зондов ИК в проницаемых интервалах надежно выделяется понижающая зона проникновения небольших размеров (радиус 0,1-0,15 м). Следовательно, вследствие деструкции промывочной жидкости минерализованная вода из раствора РУО выделилась в свободную фазу и оттеснила в продуктивных интервалах часть подвижного флюида из прискважинной зоны. Поскольку УЭС по данным самого короткого зонда ИК длиной 0,3 м выше, чем по данным амплитудных и фазовых кривых прибора ARC, то глубинность исследований прибора ARC не превышает радиус исследований зондом ЗИ-0.3 (0,4-0,5 м). В этих условиях оценка максимального радиуса исследований амплитудной кривой ARC – 20 дюймов (0,5 м), фазовой кривой 10 дюймов (0,25 м). Отметим при этом, что из 6 кривых прибора ARC фактически остается только две кривых – одна фазовая и одна амплитудная.

В непроницаемых интервалах горизонта Ю5, глинистых и плотных пластах, где нет проникновения, показания прибора ARC и самого длинного зонда длиной 1,4 м прибора ИК, с радиусом исследования 1,5-1,8 м, близки между собой. При этом в этих условиях вертикальные характеристики фазовых зондов в 3-4 раза хуже, чем по данным, приведенным для прибора ARC в [3].

В глинистом интервале, вскрытом под зенитным углом 70-75° с увеличением длины зондов наблюдается рост кажущихся показаний фазовых кривых прибора ARC с 4,5-5 Ом·м (зонд 16 дюймов) до 6,5-7 Ом·м, (зонд 34 дюйма), обусловленный влиянием анизотропии глин на результаты измерений фазовых кривых. При этом значения кажущихся УЭС растут с увеличением длины зонда. Влияние анизотропии глин в этом интервале наблюдается и по данным ИК и амплитудным кривым прибора ARC, отмечается небольшой рост кажущихся значений УЭС с увеличением длины зондов. Однако этот рост не превышает 0,2-0,3 Ом·м.

### Выводы

1. Вследствие снижения глубинности измерения, а также резкого ухудшения вертикального разрешения метода высокочастотного электромагнитного каротажа в условиях понижающего проникновения промывочной жидкости наблюдается систематическое занижение величины УЭС продуктивных коллекторов.

2. Влияние анизотропии пластов, при вскрытии продуктивных коллекторов под зенитным углом более 60 градусов может приводить к возникновению существенной погрешности определения УЭС и завышению коэффициента нефтегазонасыщенности пластов по данным фазовых кривых электромагнитного каротажа.

3. Учитывая вышеизложенное, не рекомендуется использовать технологию определения УЭС в процессе бурения скважины с использованием метода электромагнитного каротажа и предназначенную для

обеспечения проводки горизонтальных скважин, для оценки параметров нефтегазоносных пластов в поисково-оценочных скважинах.

4. Для надежного определения коэффициента нефтегазонасыщенности коллекторов в этих условиях рекомендуется использовать низкочастотный пятizonдовый ИК, позволяющий получить информацию о насыщении пласта из зоны коллектора, не затронутой влиянием бурения.

#### **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Дворкин В.И., Лаздин А.Р., Морозова Е. А. Морозова Е.А. Определение удельного сопротивления коллекторов по данным пятizonдового индукционного каротажа // Нефтегазовое дело. 2012. №1. С. 279-282.

2. Дворкин В.И., Лаздин А.Р., Сакаев Р.Ш., Николаев Н.А. Определение насыщения пластов методом индукционного каротажа в скважинах, пробуренных на высокоминерализованных растворах // Нефтегазовое дело. 2021. Том 19. № 1. С. 16-23.

3. Luling, M., Rosthal, R., Shray, F, Processing and modeling 2-MHz resistivity tools in dipping, laminated, and anisotropic formations, SPWLA, June 19-22, 1994, paper QQ.

**НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ГИС ДЛЯ  
ОТКРЫТОГО СТВОЛА И ОБСАЖЕННЫХ  
СКВАЖИН**

## НОВЫЙ СПОСОБ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ РАССТОЯНИЯ, ПРОЙДЕННОГО АВТОНОМНЫМИ СКВАЖИННЫМИ ПРИБОРАМИ ПРИ КАРОТАЖЕ НА ТРУБАХ

*Киргизов Д.И. – начальник отдела ГИСТЗС  
института ТамНИПИнефть ПАО «ТАТНЕФТЬ»  
Kirgizov-DI@tatnipi.ru*

В настоящее время для измерения пройденного пути при каротаже автономными приборами на бурильных трубах используют способ суммирования длинны каждой буровой трубы. Зная количество спущенных труб и длину каждой трубы, можно легко определить расстояние, на которое спущен или поднят в данный момент автономный геофизический прибор. Автономный скважинный прибор во время подъёма записывает данные о параметрах пласта в энергонезависимую память и «привязывает» эти данные к часам реального времени. Часы скважинного прибора синхронизируются с моментами времени начала и окончания прохождения всего пути. Так как в процессе движения скорость подъёма прибора не равномерна и зависит от многих факторов, то применяют датчик движения для фиксирования моментов стоянок для откручивания очередной буровой трубки. Данные моменты в виде «всплесков» отображаются на графике движения скважинного прибора. В последующем зафиксировав моменты стоянок прибора удастся скорректировать глубину и правильно сопоставить глубину и полученные данные. В качестве датчика движения используется устройство на основе 3-х осевого акселерометра, одна из осей которого совпадает с продольной осью скважинного прибора.

Однако описанный выше способ определения моментов стоянок и движения скважинного прибора плохо работает в случае движения скважинного прибора в горизонтальном участке скважины, так как проекция оси прибора на вертикальную, гравитационную ось равна нулю. А также в случае, когда необходимо соблюдения минимальной скорости каротажа.

Суть предлагаемого метода заключается в фиксации моментов движения и остановок с помощью непрерывного измерения давления в нижней точке крепления буровых труб и автономного геофизического прибора. Величина давления в данной точке будет увеличиваться в моменты начала подъёма буровой трубы, так как начинают поднимать компоновку труб с определённым ускорением. Амплитуда давления будет зависеть от величины ускорения, с которым буровая бригада поднимает компоновку буровых труб. Этот эффект возникает в связи с тем, что при ускорении вес бурового раствора внутри трубы увеличивается и соответственно увеличивается давление на низ буровой трубы. В начале движения ускорение и соответственно давление будет резко увеличиваться, затем некоторое время оставаться постоянным, предположительно до середины длинны каждой трубы, а затем уменьшаться.

На основе предлагаемого метода изготовлено устройство фиксации моментов движения и остановок с помощью непрерывного измерения давления.

В результате предлагаемого способа решается задача точного определения пройденного пути автономным скважинным прибором в процессе каротажа на бурильных трубах, благодаря точной фиксации моментов стоянок и движения прибора в скважине. В результате этого производится точное сопоставление данных, полученных прибором и текущим местонахождением прибора по длине пройденного пути. В настоящее время подана заявка в ФИПС на оформление патента на изобретение.

## ТРУБОРЕЗ СКВАЖИННЫЙ ТРС-73

Киселев А. В., Терезулов Р. Р.

ООО НПО «Геопром» (г. Уфа), ooo-geoprom@mail.ru

ООО НПО «Геопром» занимается разработкой скважинных приборов для геофизиков очень много лет. В этом году будет уже как 32 года. Все, разработанные нами приборы, введены в эксплуатацию и работают почти во всех геофизических предприятиях России и СНГ. Это приборы электрического каротажа К1А-723М и К3А-723, профилемеры – каверномеры ПФ-73М, ПФ-80-8, комплексные приборы геофизических исследований скважин К7А-723, а также трубные профилемеры ПФТ-80-8, ПФТ-90-60, ПФТ-80-48, ПФТ-43-42. Но наука не стоит на месте, и в соответствии с курсом импортозамещения в России, нашим предприятием было принято решение о проектировании трубореза скважинного ТРС-73. Разработка трубореза ТРС-73 выполнялась опытными специалистами в области геофизического приборостроения. Был выполнен большой объём заводских испытаний в нормальных условиях и при воздействии давления и температуры.

Прибор труборез скважинный ТРС-73 предназначен для отрезания металлических труб в скважине и индикации муфт.

Область применения – капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин.

Прибор должен эксплуатироваться в комплекте со следующими изделиями:

- цифровым каротажным регистратором, адаптированным к приёму сигнала прибора и имеющим соответствующее программное обеспечение;
- источником стабилизированного постоянного напряжения с возможностью регулировки тока и напряжения 250В 3А;
- трехжильным бронированным геофизическим грузонесущим кабелем марки КГЗх0,75-60-150 по ТУ16.К09-108-99 длиной от 2000 до 5000 м, оснащённым кабельным наконечником НКБ по ГОСТ 14213.

Максимальная рабочая температура – 120 °С

Максимальное гидростатическое давление – 80 МПа

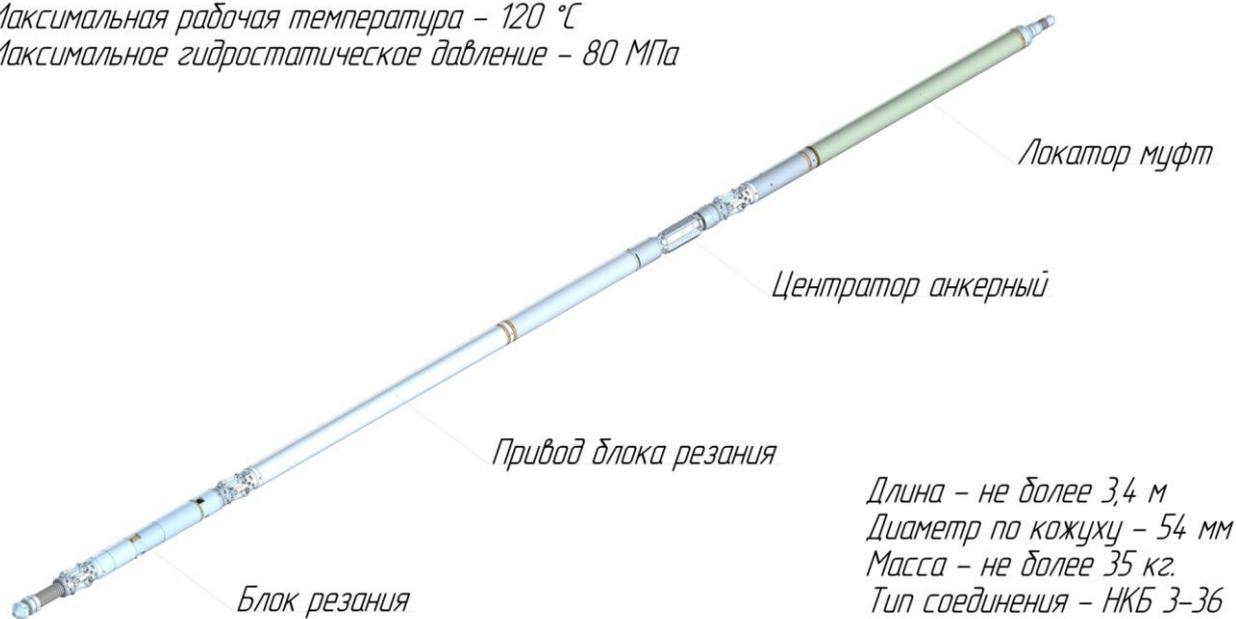


Рис. 1. Общая схема прибора

Труборез состоит из трёх частей (рис.1):

### 1. Локатор муфт

В локаторе муфт сосредоточена вся электроника прибора. Питание прибора осуществляется постоянным напряжением  $+30 \pm 5$  В по первой жиле относительно оплетки кабеля. Электронный блок опрашивает датчик локатора муфт и энкодер силового двигателя, рассчитывает положение резцов, скорость и направление вращения двигателя режущего инструмента и передает рассчитанные данные также по 1-й жиле кабеля в наземный регистратор.

### 2. Центратор анкерный

Центратор анкерный предназначен для фиксации прибора в стволе скважины. Положительным напряжением  $+27$  В и ограничением тока 1А на кабельном переходнике прибора по 3-й жиле относительно

оплетки кабеля центратор анкерный раскрывается и фиксирует прибор. Отрицательным напряжением центратор анкерный закрывается и освобождает прибор. Контроль за полным открытием/закрытием центратора анкерного осуществляется по току питания. При полном раскрытии/закрытии ток центратора анкерного падает до 0 А.

### 3. Блок резания

Резание трубы в скважине осуществляется подачей положительного напряжения +135 В и ограничением тока 1,3А на кабельном наконечнике прибора по 2-й жиле кабеля относительно оплетки кабеля. Контроль за процессом резания осуществляется по показаниям прибора : диаметра выдвижения резцов и скорости вращения двигателя режущего инструмента. Индикатором полного отрезания трубы является повышение и стабилизация скорости вращения двигателя режущего инструмента.

Диаметр прибора по кожуху 54 мм. Масса не более 35 кг и длина не более 3,4 м.

Тип соединения прибора с кабелем стандартный НКБ 3-36.

Максимальная рабочая температура 120 °С;

Максимальное гидростатическое давление 80 МПа.



#### Результат отрезания на воздухе:



#### Результат отрезания в воде:



Рис. 2. Заводские испытания трубореза ТРС-73

Заводские испытания включали в себя термо и бароиспытания каждого блока прибора, резание трубы НКТ 73 на воздухе и в воде. В процессе испытаний, которые длились порядка полугода, были выявлены и успешно устранены определенные проблемы. В начале 2024 года заводские испытания были успешно завершены. Результат вы видите на рисунке 2. И это малая часть труб, которые мы успешно отрезали.

Отрезание трубы НКТ-73 с толщиной стенки 5,5 мм занимает 20-25 минут.

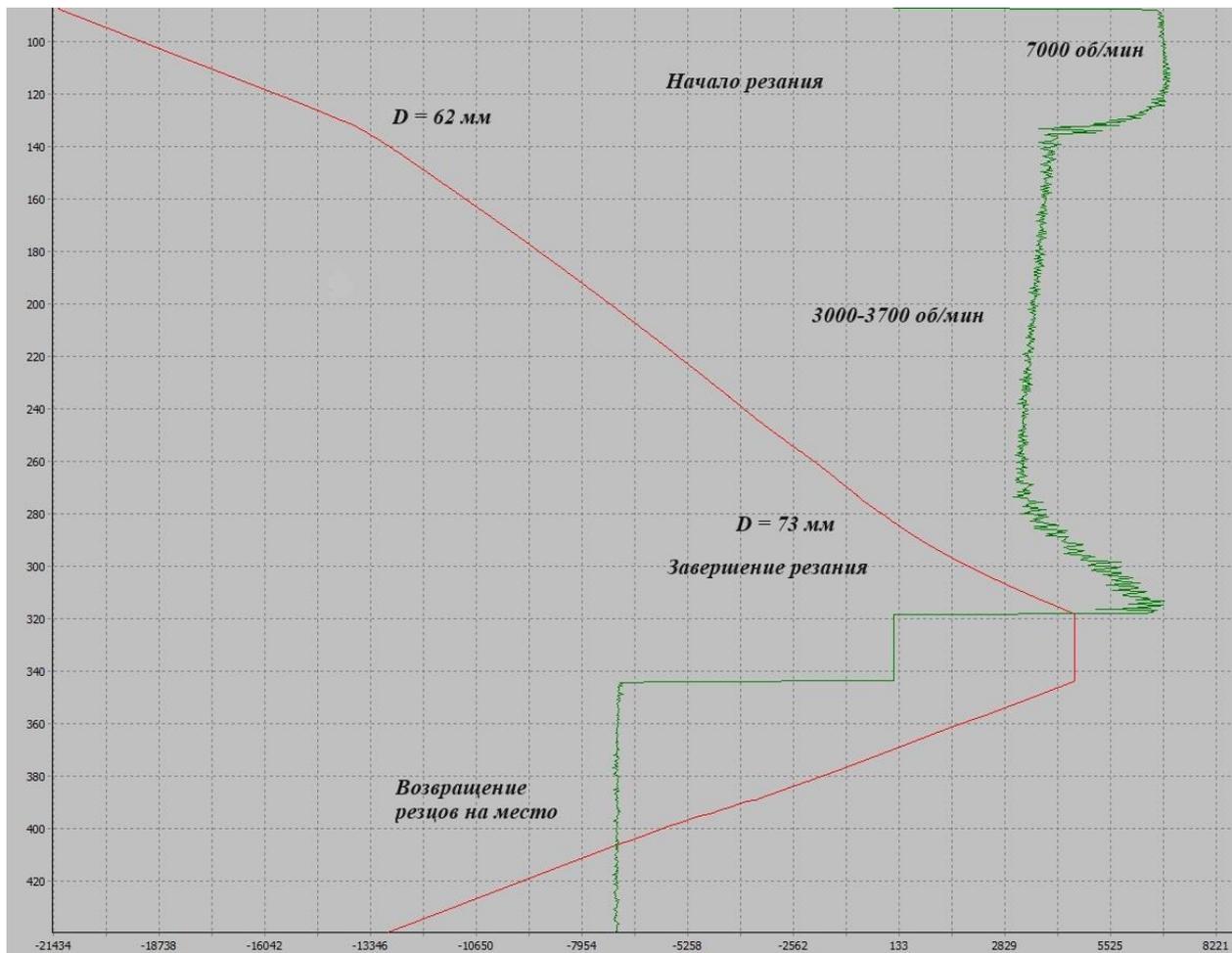


Рис. 3. Контроль процесса резания трубы НКТ-73

На рисунке 3 можно увидеть, как контролируется процесс резания. В начале работы прибор вращается вхолостую, и количество оборотов силового двигателя составляют  $7000 \text{ об/мин}$ . При достижении внутренней стенки трубы, диаметр которой составляет  $62 \text{ мм}$ , начинается процесс резания и обороты силового двигателя падают до  $3000-3700 \text{ об/мин}$ . Через 20-25 минут резцы выходят на диаметр  $73 \text{ мм}$ , усилие резания снимается и обороты двигателя обратно подсакаивают. Это и является моментом отрезания трубы.



Рис. 4. Отрезанная труба в процессе производственных испытаний.

Производственные испытания на скважине проводились совместно со специалистами ООО «ТНГ-АлГИС». Работа проводилась на кабеле длиной 4500 м. Место отрезания трубы находилось на глубине 1836 м. Колонна была под натягом в 20 т. Помимо контроля отрезания в программном обеспечении, можно было понять момент отрезания и по резкому сбросу натяжения колонны. Результат отрезания вы видите на фотографиях (рис. 4).

**Выводы:**

1. Труборез скважинный ТРС-73 готов к работе в скважинах, он надежен и безопасен.
2. Есть возможность контролировать процесс резания в реальном времени.
3. Есть возможность привязки по глубине.

## СТЕНД ДЛЯ АТТЕСТАЦИИ СКВАЖИННЫХ ПРИБОРОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО КАРОТАЖА И ОПРОБОВАНИЯ ПЛАСТОВ НА КАБЕЛЕ И НА ТРУБАХ

Шакиров А. А.

АО НПП «ВНИИГИС» (г. Октябрьский), albert551@yandex.ru

Для поверки скважинного прибора АГИП-К, перед выездом на скважинные работы, использовались существующие возможности испытательного центра АО НПП ВНИИГИС [1...5]. Однако с разработкой двухпакерного испытателя пластов возникла необходимость в их расширении [6].

Стенд предназначен для проведения испытаний, путем тестирования, двухпакерного испытателя пластов на кабеле, как в режиме гидродинамического каротажа, так и в режиме опробования пласта путем откачки с целью выдачи сертификата готовности скважинного прибора для производственной эксплуатации. Стенд позволяет тестировать все типы аппаратуры прямых методов ГИС.

Стенд представляет собой техническое устройство для воспроизведения условий исследований и испытаний в соответствии с ГОСТ Р 53240-2008, пункт 10 «Испытание пластов приборами на кабеле». Принцип действия экспериментального стенда основан на регистрации параметров режима течения (давлений и расхода) и состава флюида в измерительном участке экспериментального стенда и измерительными системами испытателя пласта. По результатам измерений строится сравнительный график изменения регистрируемых параметров.

Стенд предназначен для проведения исследований флюидов вязкостью до  $100 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  (100 сСт) и плотностью до  $950 \text{ кг}/\text{м}^3$ , при температурах флюида от  $5 \text{ }^\circ\text{C}$  до  $40 \text{ }^\circ\text{C}$ , при давлениях до 20 МПа.

На рис.1 представлена структурная схема экспериментального стенда для проведения исследований и испытаний в режиме гидродинамического каротажа.

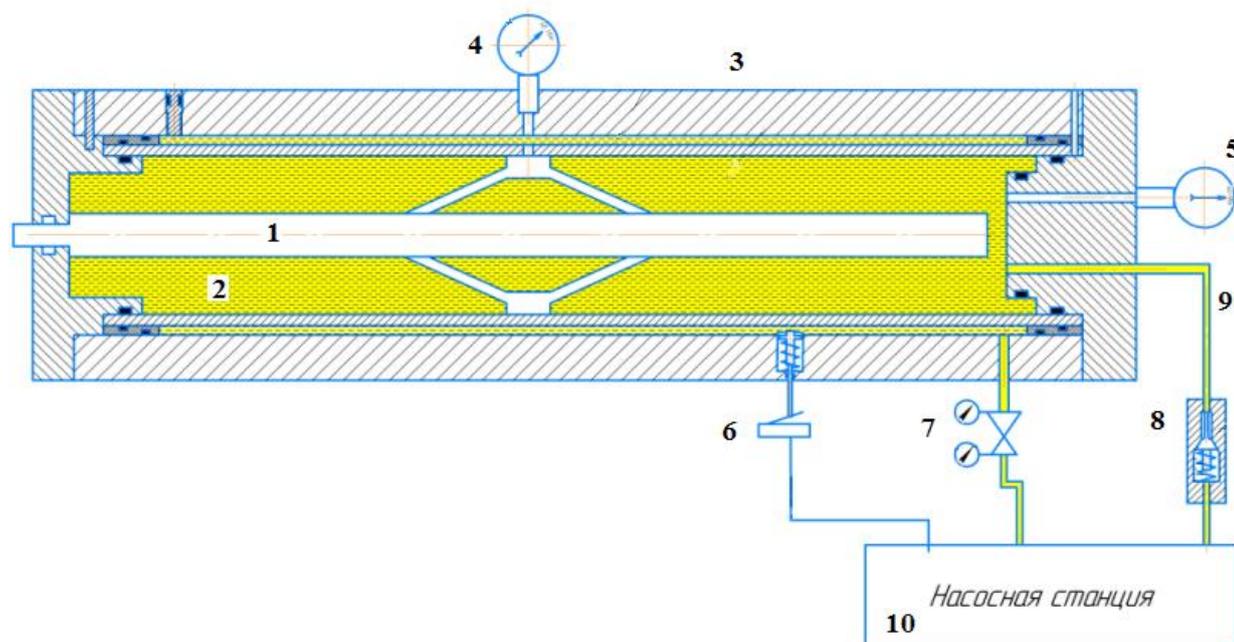


Рис.1. Структурная схема экспериментального стенда для проведения исследований и испытаний в режиме гидродинамического каротажа.

1-скважинный прибор; 2-флюид; 3-стенд; 4-манометр с термометром; 5-манометр с термометром; 6-реле давления; 7-расходомер, манометр с термометром; 8-обратный клапан; 9-трубная обвязка; 10-насосная станция с расходными баками.

На рис.2 представлена структурная схема экспериментального стенда для проведения исследований и испытаний в режиме опробования пластов путем откачки.

Конструкция стенда обеспечивает нагрев перекачиваемой жидкости до  $40 \text{ }^\circ\text{C}$ . Расходные баки для испытаний следующие:

- расходный бак воды с минерализацией  $0,2923 \text{ г}/\text{л}$ ;
- расходный бак воды с минерализацией  $5,845 \text{ г}/\text{л}$ ;

- расходный бак воды с минерализацией 200 г/л;
- расходный бак нефти (масло трансформаторное);
- расходный бак для отработанной жидкости;

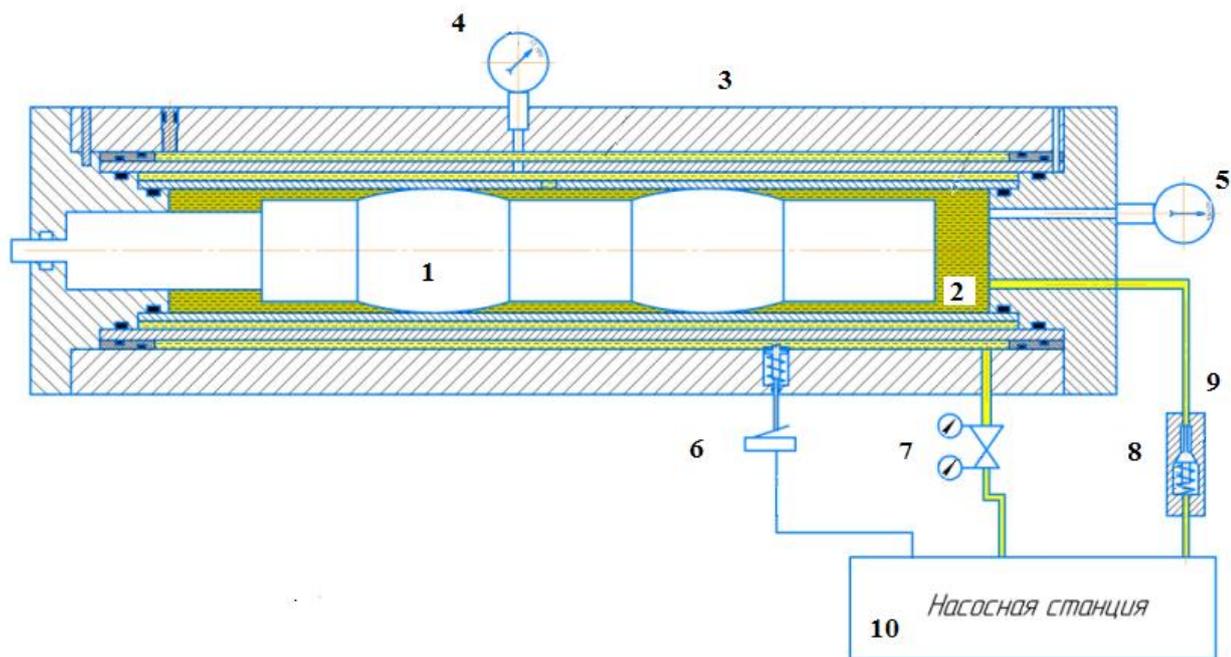


Рис.2. Структурная схема экспериментального стенда для проведения исследований и испытаний в режиме опробования пластов путем откачки.

1-скважинный прибор; 2-флюид; 3-стенд; 4-манометр с термометром; 5-манометр с термометром; 6-реле давления; 7-расходомер, манометр с термометром; 8-обратный клапан; 9-трубная обвязка; 10-насосная станция с расходными баками.

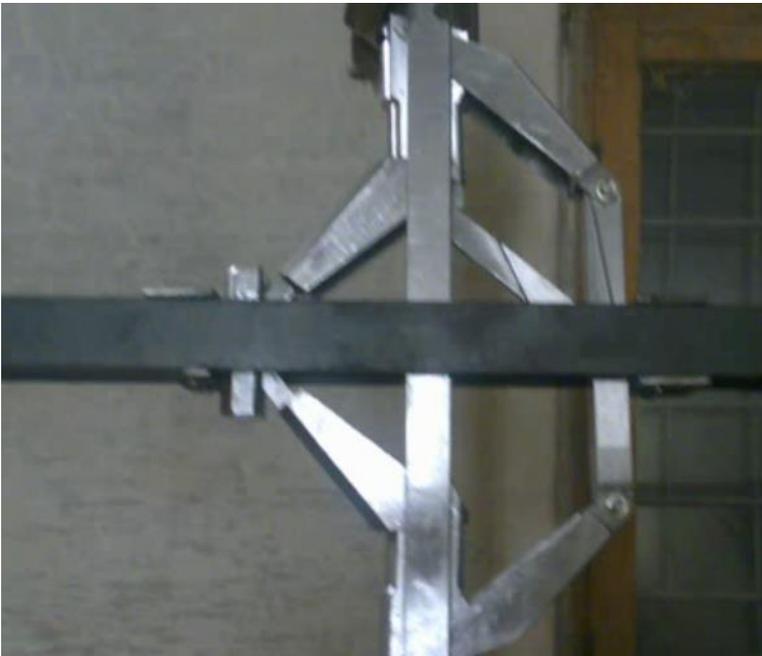
*Предварительные испытания элементов стенда, измерение силы прижатия к стенке скважины пластоиспытателя малого диаметра ГДК-72 представлены на рисунках 3...7.*

Рис.3. Начальное положение





*Рис.4. Процесс прижатия*



*Рис.5. Раскрытие прижимного механизма*



Рис.6. Максимальное усилие прижатия



Рис.7. Возвращение в исходное положение

#### Выводы

Стенд позволяет испытывать все типы скважинных приборов прямых методов ГИС и выполнять следующие измерения:

- регистрировать кривые падения и восстановления давлений в исследуемой точке при создании депрессии;
- определять проницаемость или подвижность;
- обеспечивать высокое качество и достоверность замеров давления при подвижности от 0,01 мД/сП;
- отбирать пробу пластового флюида, с заданного интервала, в герметичные специальные контейнеры с давлением выше скважинного;
- в режиме реального времени определять и контролировать состав и свойства флюида при прокачке и отборе флюида.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шакиров А.А., Рындин В.Н., Фионов А.И. Компьютеризированная аппаратура АГИП-К гидродинамического каротажа и опробования // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2002. Вып.93. С.125 – 128.
2. Шакиров А.А., Шараев А.П., Мурзаков Е.М., Башарова Р.М. Развитие аппаратуры гидродинамического каротажа и опробования пластов АГИП-К // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып. 5(203). С.202-208.
3. Шакиров А.А., Гуторов Ю.А. Современный геофизический информационно-коммуникационный комплекс для гидродинамических исследований коллекторов нефти и газа. Уфа: УГНТУ, 2012. 374 с.

## **ЛИТОСКАНЕРНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ.**

*Журавлев Т.Б., Морсаков И.М., Чернов О.С.  
ООО НТЦ «ГЕОТЕХНОКИН»*

Добыча трудноизвлекаемой нефти становится всё более актуальной задачей. Её доля в общих запасах углеводородов ежегодно увеличивается.

Одним из перспективных объектов для исследования является Баженовская свита. Она расположена на границе Мела и Юры и характеризуется сложным составом и структурой, которые различаются не только от региона к региону, но и от скважины к скважине. Исследование Баженовской свиты традиционными одномерными методами затруднено, а результаты зачастую «нечитаемы». Поэтому она остаётся сложным объектом для изучения.

Разработанный сотрудниками НТЦ «ГЕОТЕХНОКИН» комплексный (Литосканерный) подход к интерпретации данных комплекса ядерно-физической спектроскопии позволяет эффективно решать многие задачи даже в таких сложных условиях. Этот метод развивается уже более трёх десятилетий и показал свою эффективность на многих объектах, включая те, которые имеют сложные геологические условия, такие как Баженовская свита. Его эффективность подтверждается результатами других исследований, например анализа керн, а также непосредственно испытаниями, которые показывают хороший и стабильный нефтеприток.

Комплекс ядерной спектроскопии позволяет не только определять нефтяные пласты, но и определять минеральный состав породы, а также следить за работой скважины, помогая своевременно решать актуальные технические проблемы.

**ЦИФРОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ, МЕТРОЛОГИЯ,  
ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИС**

## ПРИМЕНЕНИЕ ОПТОВОЛОКОННОЙ ТЕРМОМЕТРИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ НЕКОТОРЫХ ЗАДАЧ РАЗРАБОТКИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

П. Ю. Чудинов

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» e-mail: Pavel.Chudinov@lp.lukoil.com

Современные технологии играют важную роль в повышении эффективности и безопасности процесса добычи нефти. Одной из таких технологий является оптоволоконная кабельная система распределенного измерения температуры – Distributed Temperature Sensors (DTS), которая позволяет непрерывно мониторить температурный фон по всему стволу скважины в процессе ее эксплуатации. Рассмотрим применение систем DTS в скважинах на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Системы DTS в скважинах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» при различных аспектах добычи нефти применяются с 2012 года, уже более 10 лет. Предприятие по этому показателю находится в лидерах среди предприятий группы ЛУКОЙЛ.

На данный момент на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» порядка 35 скважин оснащено компоновками со спущенными системами распределённого мониторинга температуры. Это позволяет решать различные задачи, которые возникают при разработке месторождений нефти, наиболее перспективной из которых на данный момент является возможность долговременного температурного мониторинга добывающих скважин, одновременно эксплуатирующих несколько различных объектов разработки

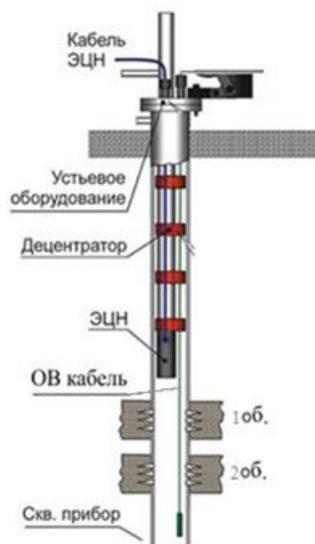


Рис. 1. Компоновка с ОВ-кабелем

Система состоит из оптического волокна, оптического модуля (станции измерения) и программного обеспечения для анализа и интерпретации данных (рис. 1). Оптическое волокно, заключенное в геофизический кабель, укладывается в скважину совместно с ГНО и в процессе эксплуатации скважины регистрирует изменения температурного фона на всей его длине, т. е. от устья до забоя скважины. Полученные данные передаются на оптический модуль, который преобразует их в цифровой формат.

На данный момент оптоволоконный мониторинг температуры по стволу скважины на нашем предприятии позволяет решать следующие задачи разработки месторождений:

- Определение интервалов негерметичности ЭЖ при закачке;
- Проведение исследований со спуском под насос (в том числе, перфорация);
- Мониторинг температурного поля во времени (в том числе, в скважинах с двумя и более объектами эксплуатации и скважин с компоновками ОРДиЗ);
- Мониторинг температурного поля при проведении площадных исследований.

При этом определяются следующие параметры работы скважин:

- Определение интервалов притока/ухода жидкости;
- Определение заколонных перетоков и герметичности забоя и НКТ;

- Определение уровня жидкости в затрубном пространстве\*;
- Определение ВНР\*;
- Определение состава флюида по пластам\*;
- Определение температуры ЭЦН;
- Замер давления на забое скважины (при наличии скважинного прибора, спускаемого с ОВ-кабелем);
- Уточнение режима работы скважины (время работы/простоя).

\*при благоприятных условиях.

На сегодняшний день, для применения более эффективного подхода к разработке месторождений в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» всё больше скважин эксплуатируют сразу несколько объектов. Вскрытые пласты-коллекторы в скважинах с несколькими объектами эксплуатации имеют различные коллекторские и эксплуатационные характеристики, что создает некоторые проблемы при совместной добыче нефти с нескольких объектов и требует решения задачи учета добычи из каждого отдельного интервала. Одним из таких решений является внедрение в добывающих скважинах специальных компоновок глубинно-насосного оборудования. При этом происходит извлечение нефти с разных горизонтов по различным лифтовым насосно-компрессорным трубам. Однако, в ряде случаев внедрение такого рода технологического оборудования затруднительно в связи с техническими условиями эксплуатации скважины и геологическими характеристиками пластов-коллекторов.

Внедрение при освоении и использование в процессе эксплуатации нефтяных скважин ОВ-кабелей с компоновками ГНО позволяет осуществлять непрерывный мониторинг работы скважины и играет значительную роль в получении эксплуатационных характеристик пластов. Помимо выполнения исследований по определению профилей притока в работающих скважинах, методологические подходы по интерпретации данных термометрии с ОВ-кабелей, принятые в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», позволяют решать проблему установления соотношений дебитов пластов в скважинах с несколькими работающими интервалами перфорации либо различными объектами эксплуатации. При этом, разработанные подходы к интерпретации термометрии, зарегистрированной с помощью DTS, при благоприятных условиях позволяют определять вклад каждого работающего интервала несколькими методами.

Так, аналитический метод при наличии необходимых данных позволяет определить дебит жидкости расчетным путем. Известно, что распределение температуры в стволе действующей скважины выше продуктивных пластов для потока жидкости в основном зависит от теплофизических свойств флюида и породы, и дебита пластов и описывается приближенной формулой [3, 4]:

$$T(z) = T_0 - \Gamma \cdot z + \Gamma \cdot B \cdot (1 - e^{-z/B}) + \Delta T \cdot e^{-z/B} \quad (1)$$

где  $T_0$  – фоновая температура пород при  $z=0$  (на кровле интервала притока);  $\Gamma$  – средний геотермический градиент для  $z > 0$ ;  $\Delta T$  – температурная аномалия на глубине  $z=0$  (разница между температурой жидкости и пород);  $z$  – расстояние, м;  $B = c \cdot \rho \cdot Q / 2\pi r_0 a$ , 1/м;  $c$  – удельная теплоемкость жидкости, Дж/(кг·К);  $\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $Q$  – дебит жидкости, м<sup>3</sup>/с;  $r_0$  – радиус скважины, м;  $a$  – коэффициент теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup>·К),  $a = \lambda / r_0 \cdot 1 / (1 + \sqrt{\pi a t / r_0^2})$ ;  $\lambda$  – теплопроводность пород, Вт/(м·К);  $a$  – температуропроводность пород, м<sup>2</sup>/с;  $t$  – время работы скважины, с.

Полученные данные расчета дебита с использованием метода показывают высокую сходимость с замеренными данными, а различные интервалы отсчета температурных значений позволяют определять дифференциальный дебит.

Помимо аналитического метода, с 2022 года в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проводятся работы по работам с модифицированным ОВ-кабелем, позволяющим работать в режиме термодебитомера или Active Distributed Temperature Sensors (ADTS) и на качественном уровне определять непосредственно распределение дебита жидкости между различными работающими пластами. На сегодняшний день данная технология реализуется в двух модификациях: геофизический ОВ-кабель с активной жилой нагрева в интервале детальных исследований и кабель с ОВ-каналом, нагрев которого осуществляется путем замыкания внешней и внутренней брони кабеля друг на друга с подачей электрического тока на внутреннюю броню кабеля и занулением внешней брони. Путем снижения перегрева температуры относительно температуры окружающей среды, рассчитывается вклад каждого работающего интервала в общий дебит по аналогии с механическим расходомером. Полученные результаты показывают высокую информативность (рис. 2).

Также, на некоторых скважинах, оборудованных системой DTS нами опробована методика экспресс-оценки соотношения дебитов пластов разных объектов [5], которая позволяет на качественном уровне делить дебит жидкости в условиях залегания пластов-коллекторов. Методика основана на геометрическом измерении градиента температурных кривых в добывающих скважинах, оснащенных распределенными

датчиками температуры, и позволяет путем соотношения углов наклона термограмм к кривой фонового температурного градиента определять вклад каждого работающего объекта эксплуатации (рис. 2).

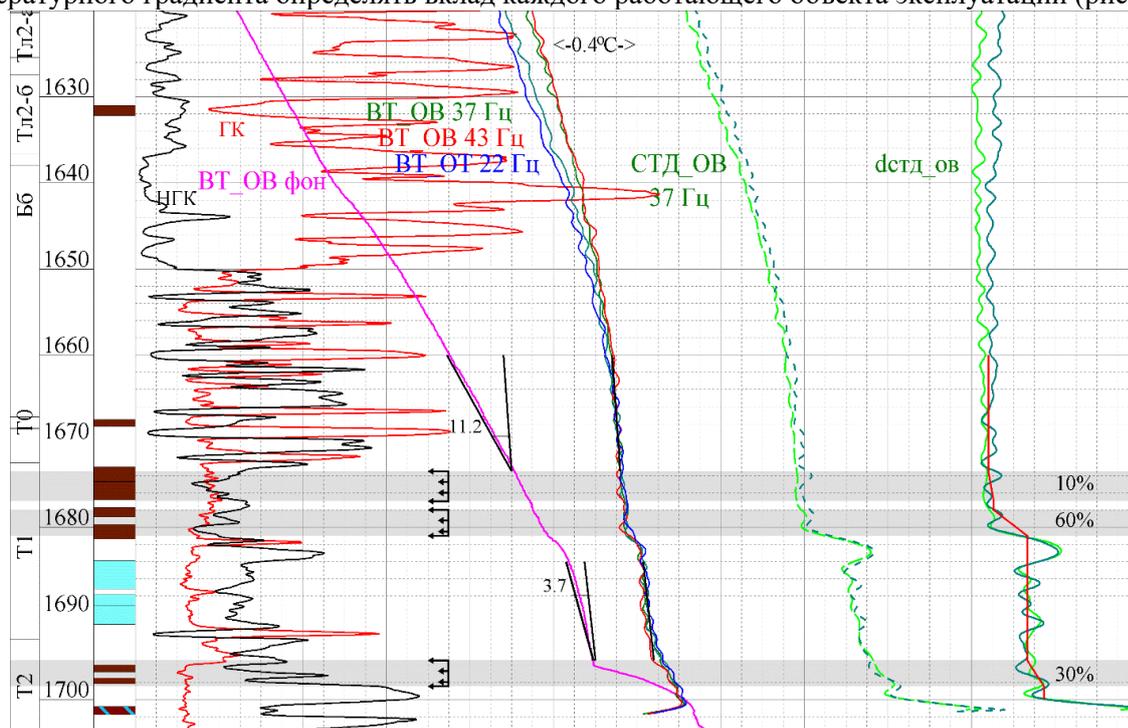


Рис. 2. ОВ-кабель в режиме ADTS

Значительный интерес для ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» представляют также другие возможности термометрии скважин с использованием оптоволоконных технологий.

В рамках исследования взаимного влияния эксплуатационных скважин друг на друга в процессе разработки месторождения в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в 2019 и 2022 годах были проведены исследования по одновременному мониторингу температурного поля в нескольких скважинах на двух месторождениях, находящихся на различных стадиях разработки. Работы включали в себя совместные замеры термометрии по стволу скважин оптоволоконным кабелем, замеры дебитов жидкости установкой АСМА-Т во всех добывающих скважинах при различных режимах работы, замеры динамических уровней, замеры буферного и затрубного давлений [2, 5]. Полученные результаты позволили сделать выводы о состоянии участка залежи в районе проводимых исследований, продуктивных интервалах и возможностях DTS при таких исследованиях. А также, выводы о целесообразности использования площадного наблюдения и измерения температурного поля одновременно в нескольких скважинах совместно с технологией Distributed Acoustic Sensor (DAS) при поверхностном сейсмическом мониторинге во время различных работ, например ГРП [1, 6].

С внедрением систем DTS значительно расширились возможности геофизического исследования скважин при поисках интервалов негерметичности эксплуатационных колонн. Технология поиска негерметичности на оптоволоконном кабеле позволяет решать задачи по определению НЭК в скважинах с эксплуатационными колоннами диаметром 146 и 168 мм с использованием кабельного пакера ПГЛК. Данные, полученные с оптоволоконного кабеля при закачке жидкости в скважину, позволяют однозначно и с большой достоверностью выделять интервалы негерметичности даже в верхней части разреза (рис. 3), что до этого было достаточно затруднительно, а порой и невозможно при существующих методиках с использованием комплексных приборов и дефектомеров. При этом оптимизируется как временные затраты на ремонт скважин, так и материальные.

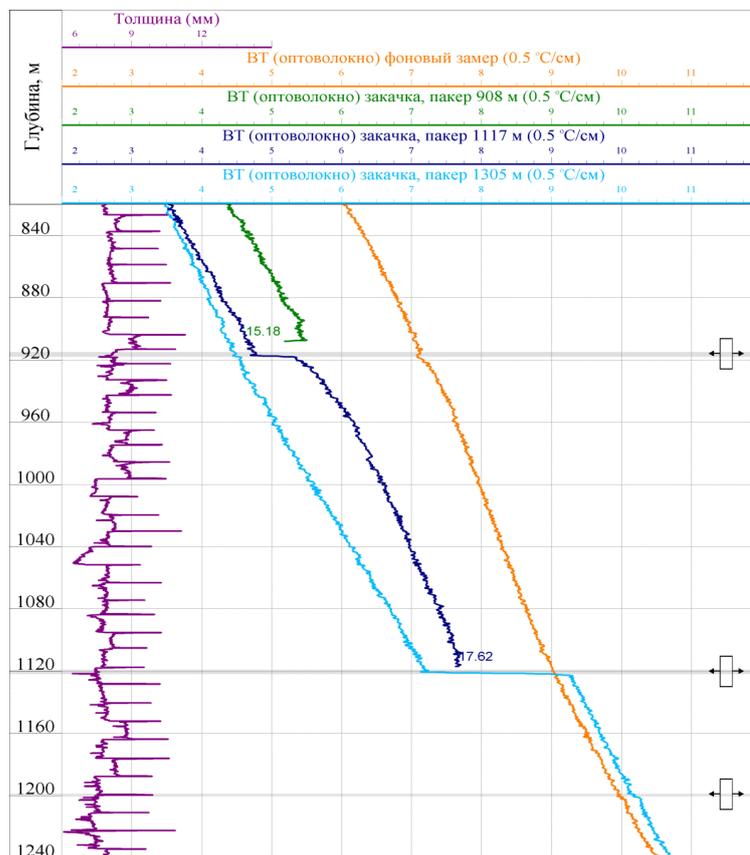


Рис. 3. Поиск негерметичности ЭК.

На данный момент внедряется оборудование ОРДТ в скважинах со спущенными компоновками ОРДиЗ, что позволяет определять работающие интервалы пластов-коллекторов как на притоке, так и под закачкой (оснащено порядка 10 скважин). Ведется поиск возможностей измерения помимо термограмм данных о составе поступающей жидкости, что позволит значительно расширить потенциал применения метода оптоволоконной термометрии.

В ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» прорабатывается возможность установки автономной станции считывания информации с ОВ-кабеля на кустах с несколькими оборудованными системами DTS скважинами. Таким образом, будет оптимизированы трудозатраты по производству ГИС и время, необходимое на получение информации, а также повышена оперативность принятия решений. Кроме того, полученная информация о температурных полях в скважинах в процессе эксплуатации позволит накопить большой объем статистических данных для дальнейшего изучения, анализа и моделирования и позволят, в дальнейшем, пересмотреть подход к существующим методикам по определению параметров работы скважин и более эффективно подходить к вопросу разработки месторождений нефти.

#### Литература:

1. Данилова Е.А., Дрягин В.В., Хакимова Ж.А., Чудинов П.Ю. Геологические предпосылки применения сейсмоакустических методов повышения нефтеотдачи пластов в скважинах соликамской впадины // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 6 (378). С. 34-42.
2. Найданова Е.С., Рыбка В.Ф., Губина А.И., Чудинов П.Ю. Мониторинг температурного поля с помощью оптоволоконных технологий при площадных исследованиях // Каротажник. – 2020. - №6 (306). – С. 82-91.
3. Найданова Е.С., Рыбка В.Ф., Чудинов П.Ю. Опыт использования оптоволоконных технологий при геофизических исследованиях скважин // Каротажник. – 2019. - №5 (299). – С. 62-72.
4. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта // Москва, «Недра», 1965.
5. Чудинов П.Ю. Определение дебита скважин и учет добычи с использованием оптоволоконных технологий // Каротажник. – 2023. - №6 (326). – С. 87-96.
6. Cartier K.M.S. Unused fiber-optic cables repurposed as seismic sensors // Eos, 100. – 2019. – DOI: 10.1029/2019EO118025.

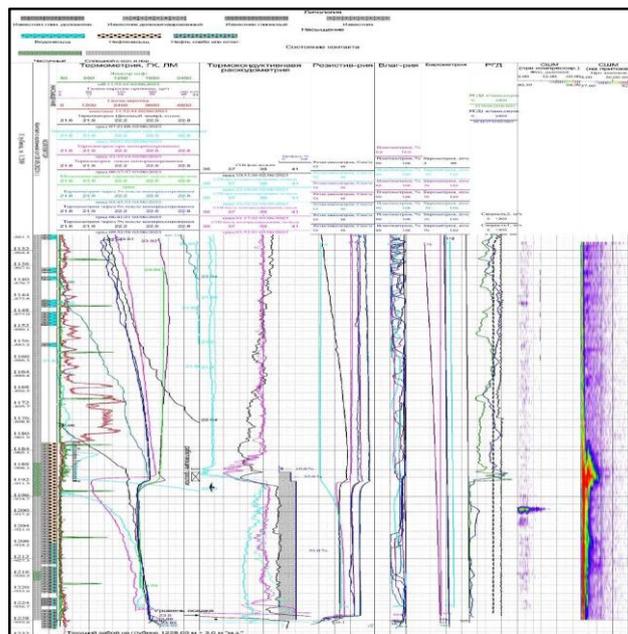
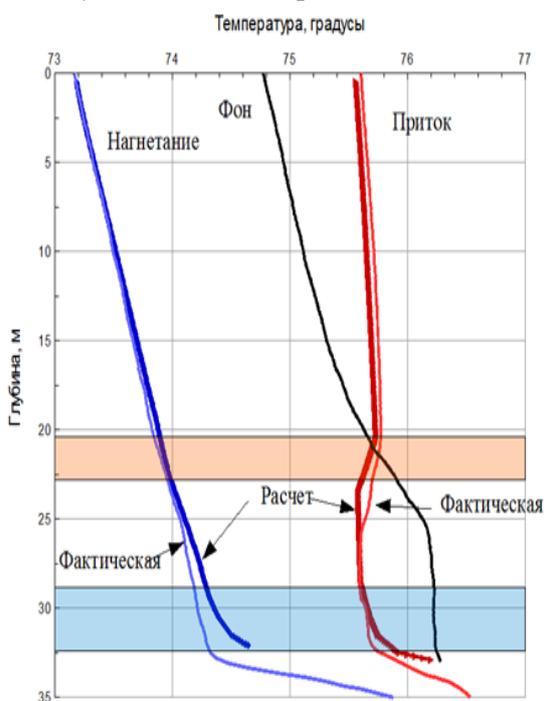
## ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ГИС ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАКОЛОННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ ЖИДКОСТИ

Д.И. Гафорова  
ООО «ТНГ-АлГИС» GaforovaDI@tatneft.tatar

Одной из важных задач контроля разработки нефтяных месторождений является определение интервалов непродуктивной закачки и источников обводнения получаемой продукции, основной причиной данных фактов является наличие заколонных перетоков к интервалу перфорации.

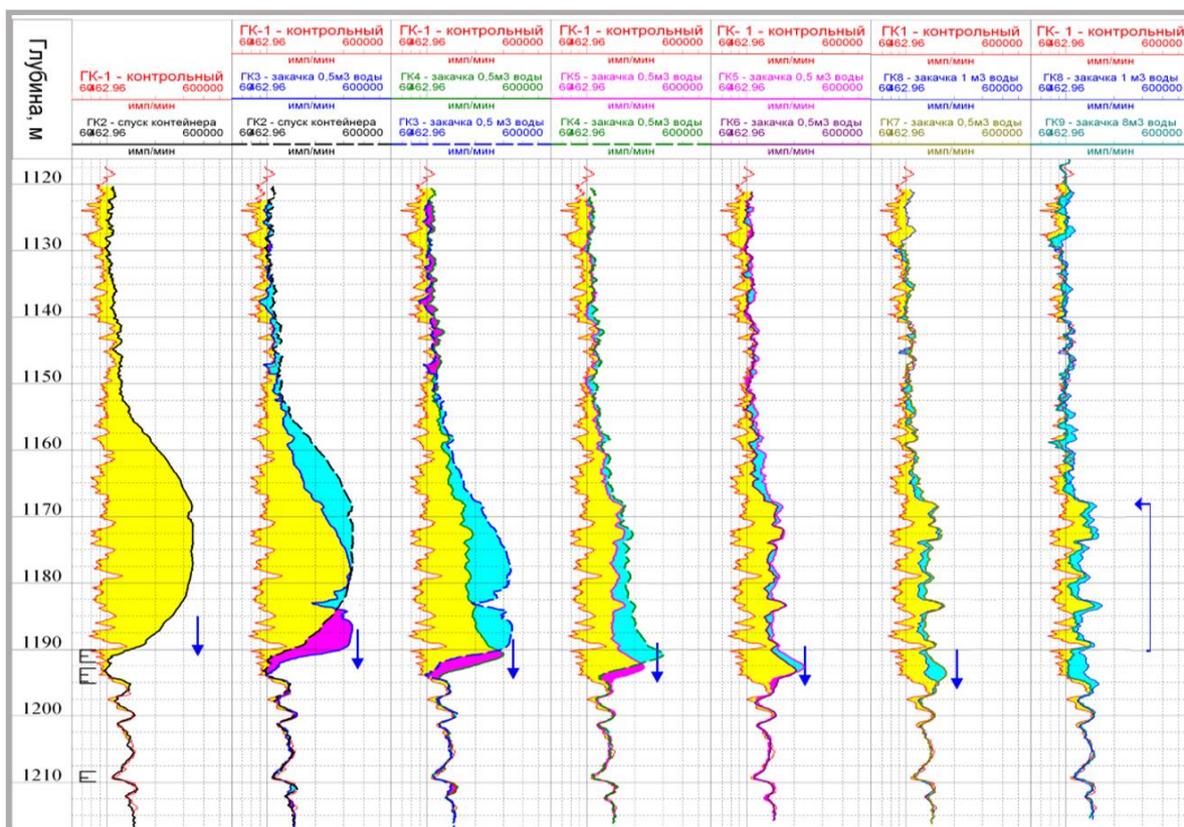
Для выявления интервалов заколонного перетока в настоящее время широко применяются методы термометрии, в комплексе со спектральной шумометрией, а также методы, основанные на закачке индикаторной жидкости.

Для эффективного планирования геолого-технических мероприятий (ГТМ), добывающей компании необходимо знать процентное соотношение непродуктивных закачек и поступления незапланированной продукции. В целях развития данного направления, с 2022 года в компании ООО «ТНГ-АлГИС» получил свое развитие комплекс ГИС на притоке и под закачкой, включающий метод высокоточной термометрии, потокометрии, дополненный методом спектральной шумометрии и термомоделированием. Спектральная шумометрия является ключевым дополнением к стандартному комплексу ГИС. В зависимости от частоты и амплитуды зарегистрированных акустических шумов можно успешно идентифицировать интервалы движения жидкости по заколонному пространству, по каналам и трещинам цементного кольца, интервалы фильтрации флюида по порам коллектора, интервалы турбулизации потока при резкой смене профиля канала течения. В результате комплексной интерпретации методов высокоточной термометрии, спектральной шумометрии, данных ГИС открытого ствола и цементометрии успешно определяются работающие прослой, интервалы заколонных перетоков из нижезалегающих, а также вышезалегающих водоносных коллекторов. Для количественной интерпретации используется симулятор термогидродинамических процессов в многопластовой скважине, разработанный в НПФ «ГеоТЭК» и на кафедре геофизики УУНиТ. По характерным признакам распределения температурного поля выдвигается гипотеза о наличии заколонного перетока, с учетом истории работы скважины при ПГИ строится математическая модель «скважина-пласт-канал ЗКЦ», на основе модели подбирают такие параметры этой системы, при которой модельная термограмма будет совпадать с реальной.



С начала 2023 года в ООО «ТНГ-АлГИС» внедрена технология по определению заколонных перетоков с использованием закачки индикаторной жидкости (короткоживущего изотопа Rn-222). Для адресной доставки активированного раствора в интервал исследования применяется специальный контейнер с электромагнитным насосом. После доставки контейнера в заданный интервал, активированный раствор

впрыскивается в колонну. В распыленном виде меченое вещество оседает в естественных и искусственных трещинах, крупных порах пород, дренажных каналах перфорации, трещинах и каналах цементного камня, а также внутренней поверхности колонны. После подачи меченого вещества, ствол скважины промывают водой до полной очистки, после чего проводят исследования по выявлению меченого вещества за колонной, индикация производится методом ГК.



Для успешного решения поставленных задач, компания ООО «ТНГ-АлГИС» продолжает развивать свои компетенции в данном направлении.

## НОВЫЕ ЭТАЛОНЫ ДЛЯ СКВАЖИННОЙ ГЕОФИЗИКИ

*Лобанков В.М., Аминев А.Ф., Гарейшин З.Г., Григорьев Н.Е.,  
Святохин В.Д. (ООО ЦМИ «Урал-Гео», г. Уфа)*

### Введение

Система обеспечения единства и требуемой точности скважинных геофизических измерений в СССР создавалась с 1975 г. по образцу Государственной системы обеспечения единства измерений для нормальных заводских условий.

Для значительной части геофизических приборов удовлетворительным считалось иметь хотя бы одну калибровочную функцию (КФ) – зависимость измеряемой величины от выходного сигнала прибора. Достаточно было иметь 2 или 3 эталона, чтобы получить линейную или нелинейную КФ для скважинного прибора.

В начале 21 века Государственное унитарное предприятие Центр метрологических исследований «Урал-Гео» (ГУП ЦМИ «Урал-Гео») освоило мелкосерийный выпуск простейших эталонов для скважинной аппаратуры в соответствии с концепцией одной КФ, а также периодическую калибровку и ремонт геофизических эталонов с помощью передвижных калибровочных лабораторий.

В 1999 г по заказу Треста «Сургутнефтегеофизика» для скважинных манометров и термометров был впервые изготовлен необычный эталон УАК-СТМ-100/60, воспроизводивший одновременно измеряемую величину - давление и влияющую величину - температуру. С этого момента зародилась идея использования в нефтегазовой геофизике калибровочно-поправочных функций (КПФ) вместо КФ. Концепция КПФ утвердилось с созданием «Установки для автоматизированной калибровки скважинных расходомеров» УАК-СР-80. В ней расход воды воспроизводился одновременно в трубах разного диаметра.

В 2006 г. в ЦМИ "Урал-Гео" были созданы 11 государственных эталонов пористости и плотности песчаных и кальцитовых водонасыщенных пород, пересеченных скважинами разного диаметра. Этот комплект эталонов позволял построение трех параболических КФ для кальцитовых пород, пресеченных скважиной диаметром 124, 156 и 216 мм и одной параболической КФ песчаного пласта, пресеченного скважиной диаметром 216 мм.

Таким образом, внедрение в геофизическую практику универсальной концепции КПФ сопряжено с созданием новой универсально эталонной базы для всей совокупности измеряемых параметров пластов и скважин на нефтегазовых месторождениях.

### Состояние разработки и выпуска геофизических эталонов

Область технической компетентности геофизической компании определяется перечнем геофизической измерительной техники и наличием собственных геофизических эталонов для ее калибровки. Использование эталонов конкурирующих зарубежных геофизических компаний в условиях санкций невозможно [1, 3].

Разработкой и серийным выпуском геофизических эталонов занимается специализированное ООО Центр метрологических исследований «Урал-Гео». Создание геофизических эталонов становится самостоятельной индустрией, так как геофизическая измерительная техника становится бесполезной, если отсутствует возможность получения единицы измеряемой физической величины от соответствующих эталонов с построением КФ или КПФ.

В таблице представлены геофизические эталоны, выпускаемые ООО ЦМИ «Урал-Гео» [2].

Таблица - Геофизические эталоны, выпускаемые ЦМИ «Урал-Гео»

№	Наименование эталона	Тип эталона
1	Установка для автоматизированной разметки геофизического кабеля диаметром 5-12 мм стационарная	УАРК-10-С
2	Установка для автоматизированной разметки геофизического кабеля диаметром 5-12 мм (16-36 мм) полевая	УАРК-12-1-П УАРК-36-1-П
3	Установка для автоматизированной калибровки инклинометров	УАК-СИ-АЗВ
4	Установка для автоматизированной калибровки каверномеров	УАК-Кав-700
5	Установка для автоматизированной калибровки термометров и манометров	УАК-СТМ-100/60
6	Установка для автоматизированной калибровки скважинных расходомеров	УАК-СР-80
7	Установка для автоматизированной калибровки скважинных влагомеров нефти	УАК-СВ-60
8	Установка для автоматизированной калибровки скважинных индукционных резистивиметров	УАК-СРез

9	Установка для автоматизированной калибровки скважинных плотномеров жидкости	УАК-СП
10	Комплект эталонных волноводов для аппаратуры АК	КЭВ-АК
11	Стандартные образцы толщины стенки труб и плотности вещества в затрубном пространстве для аппаратуры СГДТ	СО-ТП
12	Стандартный образец толщины и плотности - вставка в скважину эталона пористости с нулевым эксцентриситетом	СО-ТП-1430-146-Э0
13	Стандартные образцы пористости и плотности песчаных, кальцитовых и доломитовых водонасыщенных (нефтенасыщенных, газонасыщенных) пород, пересеченных скважиной заданного диаметра с нулевым хлоросодержанием в пласте и в скважине	СО-ПВ (ПН, ПГ) СО-КВ (ПН, ПГ) СО-ДВ (ПН, ПГ)

Базовая (стационарная) установка УАРК-10-С позволяет выполнять калибровку геофизического кабеля по длине только для условий вертикальной скважины и является эталоном для полевой установки УАРК-12-1-П.

Установка УАК-СИ-АЗВ остается единственным эталоном, осуществляющим калибровку скважинных инклинометров в автоматическом режиме с формированием таблиц поправок к показаниям по трем измеряемым углам.

Установка УАК-Кав-700 остается единственным эталоном, осуществляющим калибровку скважинных инклинометров в автоматическом режиме с оценкой вариации показаний, благодаря особой конструкции блока эталонных колец.

Установки УАК-СВ-60, УАК-Рез и УАК-СП для скважинных влагомеров нефти, резистивиметров и плотномеров имеют автоматический режим калибровки и используются на предприятиях с большим количеством таких приборов.

Эталонные волноводы для аппаратуры акустического каротажа КЭВ-АК воспроизводят интервальное время и коэффициент затухания ультразвука по продольным волнам.

Для скважинных гамма-дефектомеров-толщиномеров (СГДТ) созданы и длительное время выпускаются эталоны, воспроизводящие толщину стенки стальной трубы заданного наружного диаметра и плотность однородного вещества в затрубном пространстве. Поэтому заданные показатели точности измеряемых величин аппаратуры СГДТ обеспечиваются только в условиях больших каверн и не обеспечиваются во всех остальных условиях [2, 3].

Таким образом, значительная часть выпускаемых эталонов позволяет обеспечивать единство скважинных измерений, выполняя калибровку скважинной аппаратуры только в нормальных условиях, и не позволяет строить КПФ с учетом меняющихся влияющих величин. Для достижения требуемых показателей точности в рабочих условиях скважинных геофизических измерений нужны новые эталоны параметров пластов и скважин.

#### **Новые эталоны для скважинной геофизики**

Главными измеряемыми геофизическими величинами остаются коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности [1, 3]. Эталоны пористости водонефтегазонасыщенных глинистых пород для ядерно-геофизической аппаратуры надо создавать с учетом реального химического состава коллекторов нефти и газа. Главной влияющей величиной следует принять концентрацию хлора в пласте и в промывочной жидкости (ПЖ) в скважине заданного диаметра. Все остальные влияющие факторы должны воспроизводиться дискретно в разном сочетании (песчаник, кальцит, доломит, нефть, газ, вода, глина). В 2020 г. в ЦМИ «Урал-Гео» построены эталоны пористости песчаных пород, пересеченных скважиной диаметром 216 мм. Они воспроизводят разную концентрацию хлористого натрия в водном растворе в пласте и в скважине и позволяют строить нелинейные КПФ трех переменных для любых типов аппаратуры нейтронного каротажа.

Для аппаратуры СГДТ любых типов эталоны должны воспроизводить толщину стенки стальной трубы заданного наружного диаметра, плотность цементного кольца в затрубном пространстве и плотность пласта. Возможны два варианта выпуска таких эталонов. Эталоны-вставки в виде трубы с цементным кольцом, размещаемые в эталонах плотности, созданных ранее для калибровки аппаратуры плотностного ГГК-П, или в эталонах пористости, созданных для калибровки аппаратуры нейтронного каротажа. Второй вариант предполагает создание полноценных эталонов, воспроизводящих в разном сочетании плотность пласта, плотность цемента и толщину стенки. Такие эталоны позволяют для СГДТ строить три отдельные КПФ для измерений одновременно и плотности пласта и плотности цемента и толщины стенки труб.

Установка для автоматизированной калибровки инклинометров УАК-СИ-АЗВ модернизирована таким образом, что содержит специальный термостат для воспроизведения температуры и оценки температурных поправок при разном сочетании азимутального, зенитного и визирного углов. Выполнена

также модернизация автоматизированных эталонов для скважинных влагомеров нефти, резистивиметров и силоизмерительной установки СИУ-200 для датчиков веса на крюке, момента на роторе и натяжения кабеля.

Кроме того в ЦМИ «Урал-Гео» разработан универсальный немагнитный суховоздушный термостат для оценки температурных поправок к показаниям измерительных каналов аппаратуры в процессе бурения, включая каналы инклинометра. Термостат собирается из отдельных секций на любую длину (до 15 м) и может воспроизводить температуру для многотонных приборов диаметром до 250 мм.

Таким образом, модернизация эталонов для скважинной геофизики осуществляется в ООО ЦМИ «Урал-Гео» для реализации концепции калибровочно-поправочных функций, нацеленной на достижение требуемой точности скважинной аппаратуры на нефтегазовых месторождениях России.

#### **Результаты и выводы**

1. Созданию современной скважинной геофизической аппаратуры предшествует этап создания теории скважинных измерений в условиях неоднородных сред с четкими границами раздела с учетом основных влияющих величин, а также создание индустрии геофизических эталонов для первичной и периодической калибровки аппаратуры.

2. Созданный ранее комплекс геофизических эталонов в виде стандартных образцов состава и свойств горных пород, калибровочных установок и имитаторов физических величин обеспечивает единство скважинных измерений в одних и тех же единицах в нормальных скважинных условиях измерений. Однако требуемые показатели точности измерений на базе одной или нескольких калибровочных функций не обеспечиваются.

3. Требуется модернизация созданного комплекса и создание новых геофизических эталонов, позволяющих воспроизводить одновременно измеряемую величину и влияющие величины для обеспечения требуемой точности в рабочих условиях измерений. Так эталоны пористости должны воспроизводить одновременно коэффициенты пористости, глинистости, нефтенасыщенности, газонасыщенности, водонасыщенности (с разной концентрацией NaCl) в разном их сочетании при фиксированных параметрах литологии и скважины. Нулевые значения этих коэффициентов наблюдаются при отсутствии пор или отсутствии нефти, газа, воды и глины поровом пространстве.

4. Температура в скважине влияет на показания любых приборов. Поэтому создание разнообразных термостатов для определения температурных поправок к показаниям приборов является важным направлением повышения точности скважинных измерений. Автоматическая коррекция температурной погрешности аппаратуры происходит при использовании КПФ двух переменных, одна из которых температура или выходной сигнал термометра.

#### *Список литературы*

1. Лобанков В.М., Лаптев В.В. Требования к эталонам геофизических величин при оценке запасов нефти и газа.- Недропользование 21 век, 2015, № 4(54). - с 28–32.
2. Лобанков В.М. Метрологическое обеспечение в промысловой геофизике: учебное пособие / В.М. Лобанков. – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2024. – 232 с.
3. Широков В.Н., Лобанков В.М. Метрология, стандартизация, сертификация: учебник. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 498 с.
4. Lobankov V.M. and Sviatokhin V.D. Measurements in Petroleum Geology and Geophysics/ 6th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition. (Investing in the Future), 2014, TU P 01.

## ОПЫТ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Еремеев Н.С., Горбачёва А. П., Акинфиев А. В.  
Управление геологического сопровождения бурения скважин  
(г. Пермь) ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

*На сегодняшний день в нефтегазовой отрасли отмечается тенденция на увеличение бурения горизонтальных скважин, что задает тренд на высокую потребность в качественном геолого-геофизическом сопровождении бурения в круглосуточном режиме при ограниченных человеческих ресурсах. Данная работа направлена на повышение эффективности и производительности при выполнении геонавигации горизонтальных скважин.*

**Ключевые слова:** «ручные» операции, геолого-геофизическое сопровождение бурения скважин, каротаж в процессе бурения, геофизические исследования скважин, горизонтальная скважина.

### Введение

Параллельно с ростом горизонтального бурения увеличивается и нагрузка на специалистов по геонавигации. Основная проблема с точки зрения геологического сопровождения бурения скважин заключается в высокой доле «ручных» операций, связанных с загрузкой актуальных данных, рассылкой текущей ситуации по результатам каждого статического замера и отправкой регулярных отчетов по бурению скважины. В основной функционал специалистов по геонавигации входит оперативная оценка постоянно изменяющейся геологической обстановки, корректная привязка по разрезу и выдача рекомендации и/или команды на буровую по корректировке траектории скважины. Неверно принятое решение инженера может обернуться колоссальными экономическими потерями для Компании с учетом высокой стоимости строительства горизонтальных скважин (ГС). Возрастает риск влияния человеческого фактора при сопровождении нескольких активных скважин одним специалистом. Ситуация дополнительно осложняется необходимостью принятия решения в максимально сжатые сроки с целью исключения непроизводительного времени на буровой.

Анализ лучших практик показывает, что геолого-геофизическое сопровождение бурения ГС подразумевает командную работу специалиста по геонавигации и геофизика-интерпретатора. Оперативная интерпретация данных каротажа в процессе бурения (LWD) при геонавигации ГС необходима для выделения коллекторов в режиме реального времени, повышения качества проводки скважины и достижения поставленных целей бурения: позиционирование ствола скважины в тонкослоистом коллекторе, вскрытие всей вертикальной мощности целевого пласта и т.д. Основная проблема с точки зрения геофизического сопровождения бурения скважин заключается в необходимости контроля бурящихся скважин в режиме 24/7 при ограниченных человеческих ресурсах. Расценки подрядных компаний на работы по оперативной интерпретации LWD определены, как правило, суточными ставками специалистов и затраты не всегда экономически целесообразны.

Одним из вариантов решения рассмотренных острых вопросов является планомерная работа по автоматизации рабочего процесса без потери эффективности проводки скважины по целевому пласту.

### Методика

Процесс выполнения работ по геонавигации можно условно разделить на три основных блока:

- I этап – загрузка данных и настройка геонавигационной модели;
- II этап - анализ геолого-геофизических данных, актуализация модели;
- III этап - рассылка геолого-геофизических материалов.

*На I этапе* получение каротажных данных в режиме реального времени по протоколу WITS тестировалось на скважине С месторождения Х при сопровождении транспортной секции (ТС). Задача заключалась в остановке бурения после вскрытия кровли целевого пласта. С помощью онлайн передачи данных удалось сократить метраж бурения на 8 м, что эквивалентно ~1 ч бурения. При получении данных в пакетном формате до снятия замера оставалось 8 м (Рисунок 1).

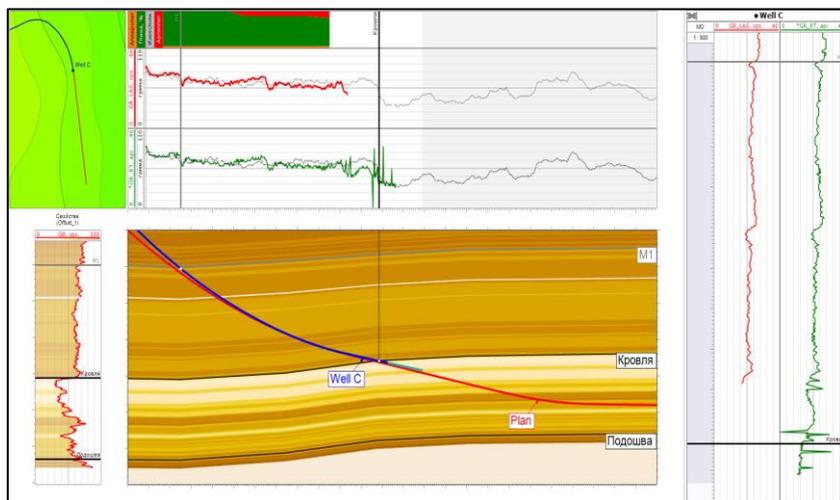


Рисунок 1. Результат бурения ТС скважины С месторождения X

При бурении скважины В месторождения N проведены опытно-промышленные работы (ОПР) тестирования технологии передачи данных по протоколу WITSML при сопровождении горизонтального участка скважины. Данный формат передачи данных позволяет более оперативно анализировать геологическую ситуацию, минимизировать долю «ручной» загрузки данных LWD. Применение технологии позволило выдать 11 точечных корректировок траектории скважины и достичь высоких результатов: фактический контакт с коллектором ~73% при плане ~60% (Рисунок 2).

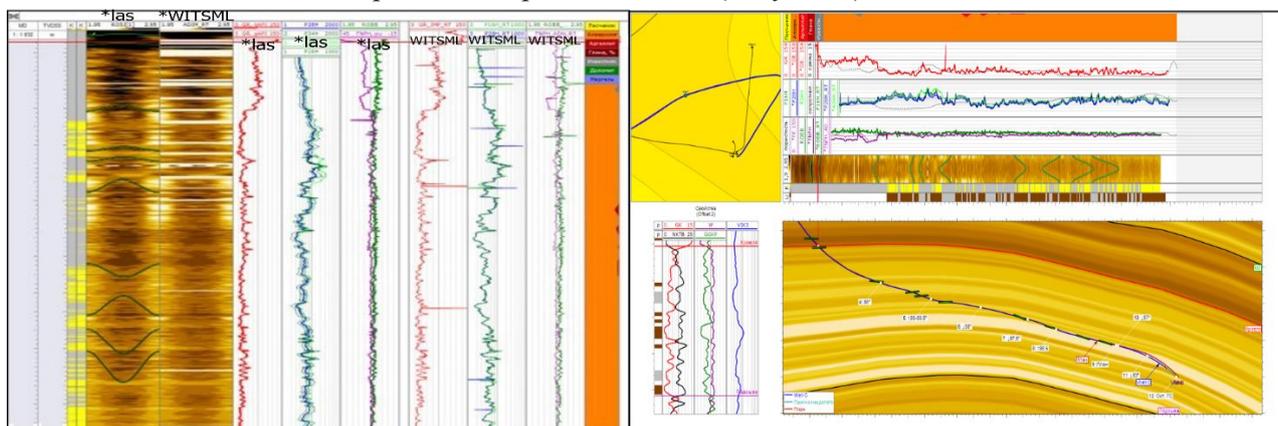


Рисунок 2. Результат бурения ГУ скважины В месторождения N

Каротажные данные в режиме реального времени позволили сократить «ручные» операции инженера с 2 до 1 минуты (по результатам каждого замера), увеличить процент проходки по коллектору на 13%, оперативно оценивать постоянно изменяющиеся геологические условия и заблаговременно обсуждать дальнейшие действия с представителем Заказчика.

В рамках II этапа анализа геолого-геофизических данных, актуализации модели совместно с разработчиками ПО «Geosteering Office» успешно внедрена технология «Автокорреляция», позволяющая в автоматическом режиме актуализировать геонавигационную модель по поступающим данным.

На скважине А месторождения X геонавигация выполнялась:

- классическим способом: актуализация геонавигационной модели путем сопоставления фактического и синтетического каротажа в ручном режиме. Затрачиваемое время на выполнение работ ~4 минуты;
- по технологии «Автокорреляция»: время работ по актуализации геонавигационного разреза ~2 минуты.

Сравнительный анализ обоих подходов наглядно показал 100% подтверждаемость обоих геонавигационных сценариев (Рисунок 3).

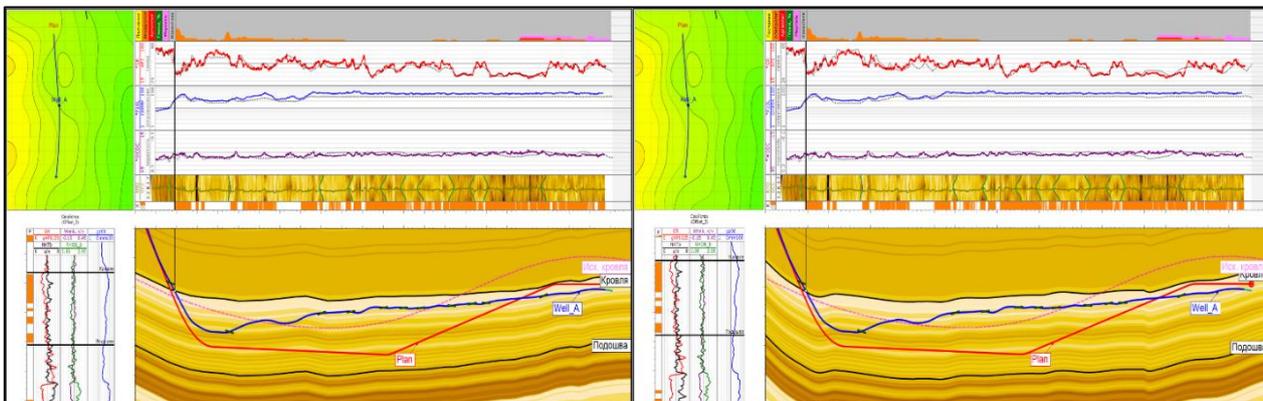


Рисунок 3. Сравнение сценариев: слева – классический способ, справа – автоматический

Стоит отметить, что время, которое необходимо затратить инженеру по геонавигации для актуализации геометрии структуры в условиях неудовлетворительной корреляции со скважинами окружения по причине различных геологических особенностей месторождения может увеличиваться.

Как было указано ранее ко II этапу можно отнести и процесс оперативной интерпретации LWD. Далее рассмотрим примеры нескольких скважин месторождения Т, пробуренные на карбонатные и терригенные отложения соответственно.

*Пример №1. Карбонатный разрез.* При бурении рассматриваемой ГС, комплекс исследований в процессе геонавигации включал запись методов: гамма-каротажа (ГК), волнового электромагнитного каротажа (ВЭК), нейтрон-нейтронного каротажа (ННК), гамма-гамма литоплотностного каротажа (ГГКлп), инклинометрии и кавернометрии. Расчёты основных количественных параметров производились согласно принятым методикам на месторождении.

На рисунке 4 представлено сопоставление результатов предварительной и окончательной интерпретации. На финальный геонавигационный разрез нанесены две колонки коллекторов: желтым цветом указаны результаты оперативной интерпретации LWD с применением формул в ПО для геонавигации, зеленым - результаты комплексной окончательной интерпретации LWD в специализированном продукте.

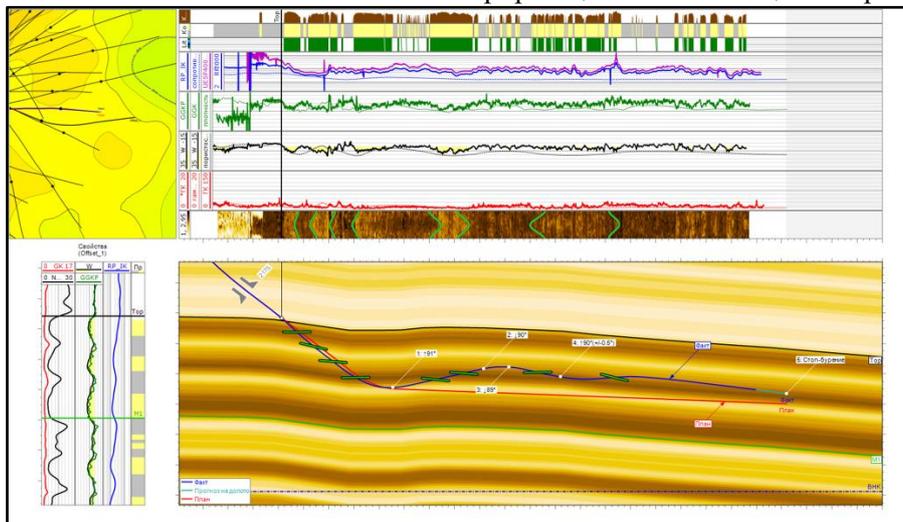


Рисунок 4. Сопоставление результатов интерпретации LWD

*Пример №2. Терригенный разрез.* При бурении ГС комплекс исследований включал запись следующих методов ГИС: ГК, ВЭК, ННК, ГГКлп, инклинометрии и кавернометрии. Расчёты основных количественных параметров производились согласно принятым методикам на месторождении.

На рисунке 5 представлено сопоставление результатов предварительной и окончательной интерпретации, на финальный геонавигационный разрез нанесены две колонки коллекторов: желтым цветом - результаты оперативной интерпретации LWD с применением формул в ПО для геонавигации, зеленым - результаты комплексной окончательной интерпретации ГИС в специализированном программном комплексе.

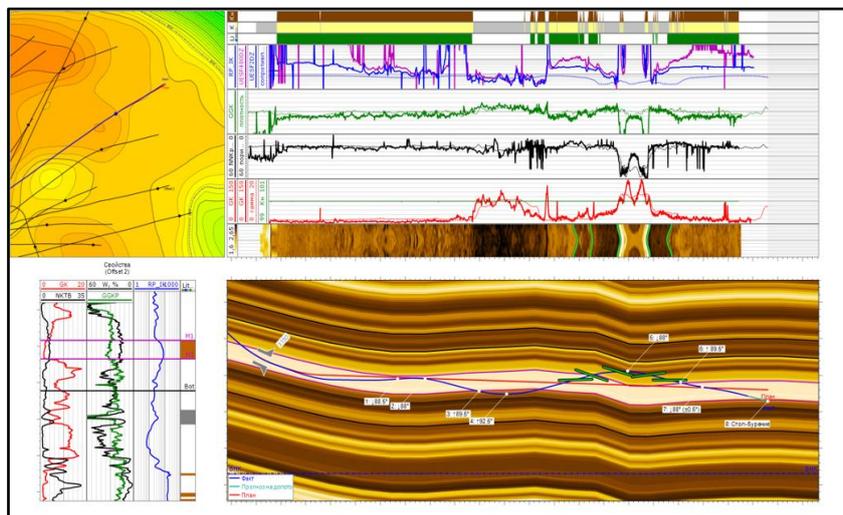


Рисунок 5. Сопоставление результатов интерпретации LWD

Стоит отметить, что в приведенных примерах разница в выделении коллекторов по оперативной и окончательной интерпретации LWD составляет не более 5%. Соответственно можно сделать вывод о корректности настройки оперативного решения скриптами как для карбонатных, так и для терригенных отложений. Рассматриваемый подход позволил автоматизировать рабочий процесс предварительной интерпретации данных LWD. С помощью корректной настройки решения по оперативной интерпретации скриптами в ПО для геонавигации удалось по ряду скважин оптимизировать затраты на содержание геофизика в режиме 24/7 без потери эффективности проводки скважины.

На III этапе в рамках рассылки геолого-геофизических материалов подготовлены шаблоны для автоматического заполнения двух вариантов отчета – краткая сводка и полноценный отчет. Время на формирование и отправку письма со всей графической и текстовой информацией и вложенным файлом отчета сокращено с 4 до ~2 минут (Рисунок 6).

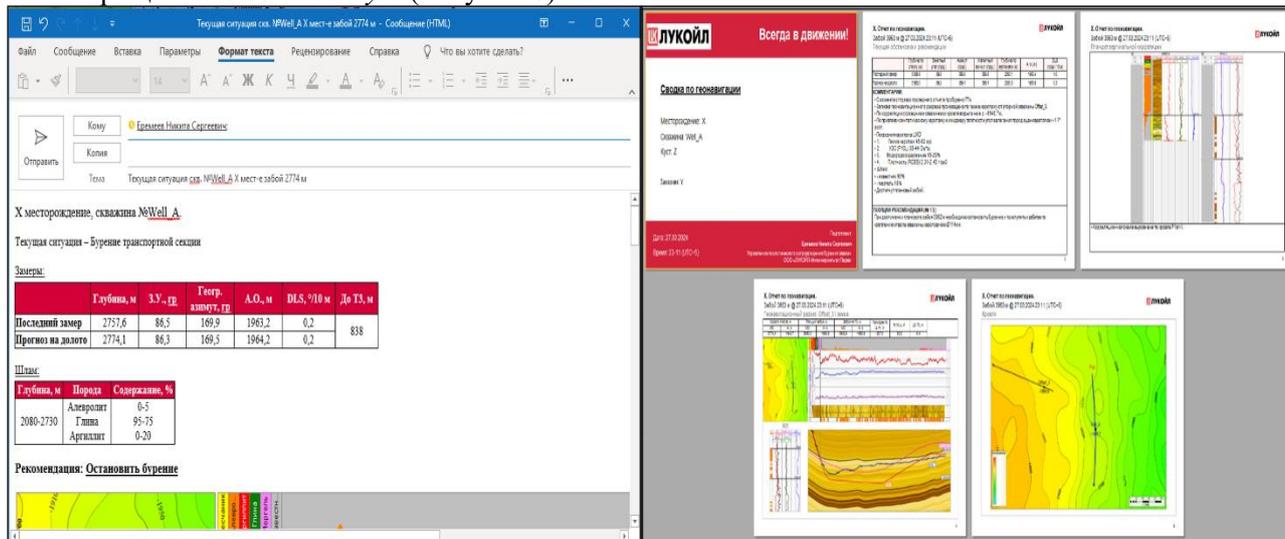


Рисунок 6. Пример выгрузки автоматического шаблона

### Результаты работы

Геологическое сопровождение бурения скважин. Суммарно временные затраты на «ручные» операции обработки информации по результатам бурения свечи сокращены с 10 до ~5 минут. Рассмотрим общую статистику на примере геонавигации скважины А месторождения X (таблица 1).

Таблица 1. Результаты сокращения ручных операций

Характеристика	Критерии
Название месторождения	X
№ скважины	A
Длина ГУ, м	1215
Количество замеров (каждые 18 м), шт	68
<b>Затрачиваемое время, минуты/часы</b>	

До оптимизации (~10 минут)	680 / 11.3
После оптимизации (~5 минут)	340 / 5.7

Внедрение разработанного подхода автоматизации «ручных» операций при геологическом сопровождении бурения горизонтальных скважин позволило минимизировать влияние человеческого фактора. Но самое важное – у инженера по геонавигации появляется в 2 раза больше времени на комплексный анализ геологической обстановки и принятие правильного решения по корректировке траектории скважины.

*Геофизическое сопровождение бурения скважин. Экономическая модель до оптимизации.* Схема работы заключалась в разрозненном выполнении работ по геонавигации (инженеры ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в г. Перми) и геофизическим сопровождением бурения (представители сервисных компаний).

Важно отметить, что для геофизического контроля одной скважины в режиме 24/7 необходимо 2 геофизика. Затраты недропользователя оценивались ~750 усл. ед. при средней продолжительности бурения горизонтальной секции ~5 суток (таблица 2).

Таблица 2. Расчеты затрат до оптимизации

Характеристика	Значение
Стоимость работ по геонавигации Л-И, усл.ед.	Const.
Ставка подрядчика за 2 геофизика в сутки, усл.ед.	150
Средняя продолжительность бурения, сут.	5
Кол-во рассматриваемых ГС, скв.	9
Итого за 1 скважину, усл.ед.	Const. + 750
<b>Итого за 9 скважин, усл.ед.</b>	<b>Const. + 6 750</b>

*Экономическая модель после оптимизации.* На протяжении 2021-2023г.г. авторами работы детально прорабатывался подход настройки решений оперативной интерпретации LWD. Параллельно выполнялось ранжирование месторождений, при бурении которых содержание геофизиков в круглосуточном режиме экономически нецелесообразно. С целью контроля качества передаваемых данных LWD, а также оперативной корректировки настройки скриптов, объем работ по проведению оперативной интерпретации LWD передан в подразделение ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в г. Перми с контрольной выдачей материалов один раз в сутки.

Подобный подход позволил недропользователю отказаться от услуг подрядчика по геофизическому сопровождению 9 горизонтальных скважин, что позволило оптимизировать затраты на интерпретацию данных LWD в ~3.5-4 раза без потери эффективности проводки в целевом пласте (таблица 3).

Таблица 3. Расчеты затрат после оптимизации

Характеристика	Значение
Стоимость работ по геонавигации Л-И, усл.ед.	Const.
Стоимость оперативной и окончательной интерпретации Л-И за 1 скважину, усл.ед.	200
Кол-во рассматриваемых ГС, скв.	9
Итого за 1 скважину, усл.ед.	Const. + 200
<b>Итого за 9 скважин, усл.ед.</b>	<b>\$Const. + 1 800</b>

Параллельно с оптимизацией рабочего процесса авторами работы проводился анализ эффективности бурения рассматриваемых 9-ти скважин.

Как видно из таблицы 4, отмечается превышение показателей фактических контактов с коллектором относительно плановых значений.

Таблица 4. Результаты работ по оперативной и окончательной интерпретации LWD

Месторождение	Тип коллектора (пласт)	Кол-во ГС, скв.	Ср. контакт с коллектором, план %	Ср. контакт с коллектором, факт %
W	Карбонатный	5	50	71
Y	Карбонатный	1	78	86
Y	Карбонатный	2	25	43,5
Z	Терригенный	1	100	98
<b>Итого:</b>		<b>9</b>	<b>63,3</b>	<b>74,6</b>

В завершение стоит отметить, что в результате комплексной работы, проведенной авторами при геолого-геофизическом сопровождении бурения горизонтальных скважин в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в г.Перми удалось сократить «ручные» операции инженеров и в рамках единого подразделения создать успешно функционирующую команду геонавигатора и геофизика без привлечения других подрядных компаний.

Подобный подход помогает решить основные цели – максимально автоматизировать рабочий процесс и сократить затраты на геолого-геофизическое сопровождение бурения ГС без потери эффективности проходки по коллектору, что в свою очередь, в положительную сторону сказывается на качестве оказываемых услуг.

### **Список литературы**

1. Винниковский С.А., Шаронов Л.В. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области.– М.: Недра, 1977. – 272 с.
2. Горбачёва А.П., Еремеев Н.С. Оперативная интерпретация данных LWD и её применение для оптимизации процесса бурения // Нефтепромысловое дело. 2023. № 11(659). С. 5-12.
3. Кульчицкий В.В. Геонавигационные технологии проводки наклонно-направленных и горизонтальных скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 2000. – 350 с
4. Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1990. – 312 с.

### **Сведения об авторах**

Еремеев Никита Сергеевич

Телефон: 8-342-23-36-201

E-mail: Nikita.Eremeev@lukoil.com

Горбачёва Анна Павловна

Телефон: 8-342-23-36-186

E-mail: Anna.Gorbacheva@lukoil.com

Акинфиев Андрей Валерьевич

Телефон: 8-342-23-37-954

E-mail: Andrey.Akinfiev@lukoil.com

Управление геологического сопровождения бурения скважин

(г. Пермь) ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Рабочий адрес – г. Пермь, ул. Пермская 3а, оф. № 216

## ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ И АНАЛИЗА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ В СИСТЕМЕ ПРАЙМ

*Ремеев И.С., Мухаметшин Р.У., Тараторин Н.С.,  
ООО НПЦ «ГеоТЭК», г. Уфа, Россия*

Сбор, анализ и оценка качества входной геолого-геофизической информации требует больших временных затрат, представляет собой многочисленные рутинные операции и зачастую носит субъективный характер. В то же время от качества выполнения этого этапа будет зависеть точность и достоверность обработки и интерпретации данных ГИС.

При использовании искусственного интеллекта достигается стандартизация подходов и значительное увеличение скорости достижения поставленной цели, в зависимости от которой можно сформировать тот или иной алгоритм, который состоит из отдельных блоков обработки данных.

Рассматривается работа такого алгоритма на примере объекта старого фонда скважин, значительный объём информации в котором представлен в аналоговом виде. Стадии подготовки к процессу обработки:

1. Оцифровка кривых и создание базы данных.
2. Выделение объектов со схожими свойствами по данным ГИС.
3. Определение зон с однородными свойствами выделенных объектов.
4. Классификация кривых по методу ГИС.

Представленные блоки могут быть использованы и при решении отдельных задач. Например, при построении объемной модели в смешанном разрезе сначала требуется определить однотипные макрообъекты, не привязываясь к стратиграфическим границам, и уже в них искать свой набор различных литологических разностей. Этот подход позволит получить хорошие результаты с использованием ограниченного комплекса ГИС.

При расширенном же комплексе ГИС понижение размерности входной информации позволит уменьшить область неоднозначности и построить наглядные доказательные графики в пользу принятого решения. Этот же подход позволит исключить методы ГИС, которые плохо согласуются или противоречат остальным по тем или иным причинам. Если имеются опорные скважины, результаты интерпретации в которых подтверждены, то функционал дополняется обучением с «учителем» на первой группе скважин, затем алгоритм проверяется на второй группе и потом используется при обработке одновременно большого количества скважин.

### Оцифровка кривых и создание базы данных

Для автоматического выделения кривых на каротажном скане применяется нейронная сеть на основе архитектуры U-net [1]. Данный метод позволяет отсечь на скане всё, что не является кривой. Пример распознавания приведён на рисунке 1 (чёрным отмечена область работы нейронной сети, в ней белым – распознанная кривая).

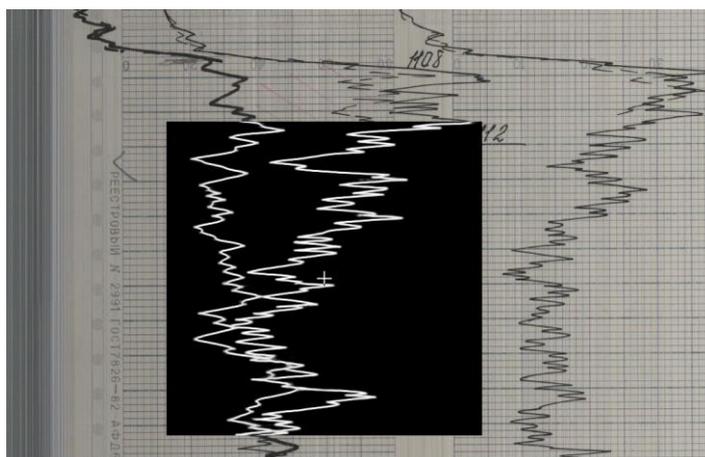


Рисунок 1. Распознавание кривых на каротажном скане.

### Выделение объектов со схожими свойствами по данным ГИС

Для выявления интервалов с однородными свойствами по комплексу ГИС применяется метод кластеризации k-means [2]. Оптимальное количество кластеров рассчитывается по метрике WCSS [2] с помощью алгоритма UIK [3, 4]. Пример использования описанного метода приведён на рисунке 2. На левом графике точка «локтя» определяется по минимуму графика UIK (зеленая линия).

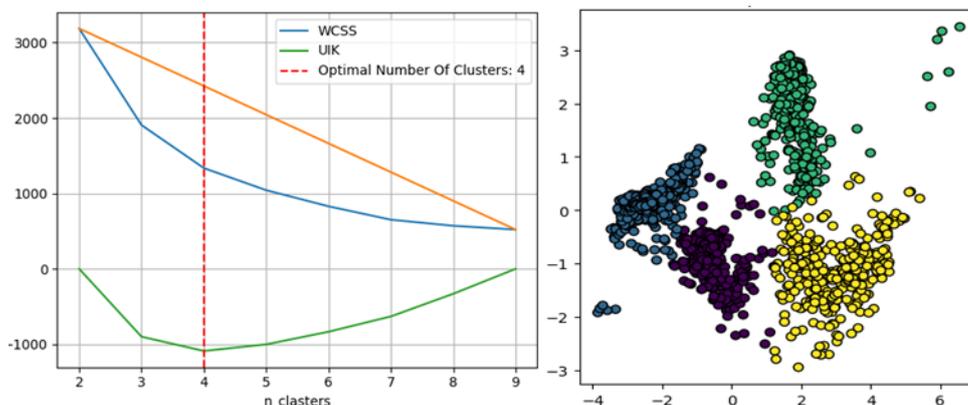


Рисунок 2. Пример определения оптимального числа кластеров на основе метрики WCSS методом UIK и кластеризация методом k-means.

Результат выделенных объектов приведён на рисунке 3.

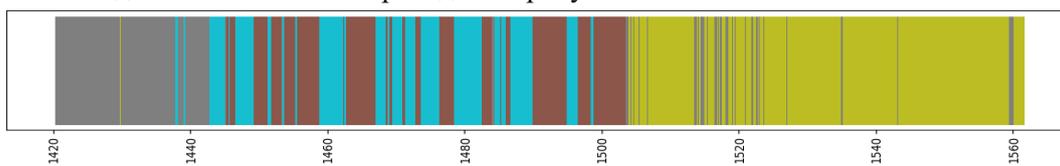


Рисунок 3. Выделенные объекты со схожими свойствами.

### Определение зон с однородными свойствами выделенных объектов

После кластеризации применяется алгоритм для группировки объектов в зоны со схожими преобладающими свойствами. Алгоритм основывается на скользящем окне заданного размера, при сдвиге которого на основе содержащихся в нём типов объектов принимается решение о добавлении границы зоны. Пример результата приведён на рисунке 4 (красные пунктирные линии – определённые границы зон).

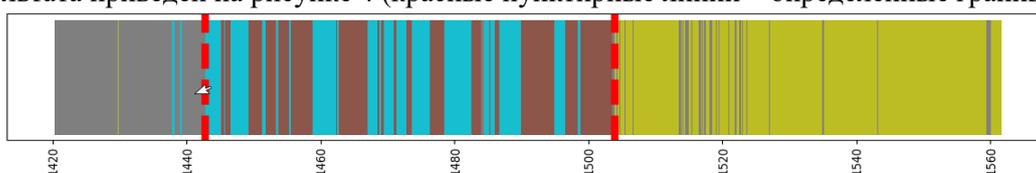


Рисунок 4. Пример работы алгоритма объединения объектов в зоны.

### Классификация кривых по методу ГИС

Решена задача о присвоение кривой метки ГИС. Для этого проведено обучение простой полносвязной нейронной сети на данных ~200 скважин. Результат классификации приведён на рисунке 5 (на левой части рисунка представлены примеры кривых по 4-м скважинам для заданного пласта; на правой части – тепловая карта для оценки качества классификации кривых по методам ГИС). Значения на диагонали тепловой карты – количество корректно распознанных кривых. На примере метода PS, 223 кривые распознаны корректно, 16 кривых распознаны как Gk и 18 как WNK.

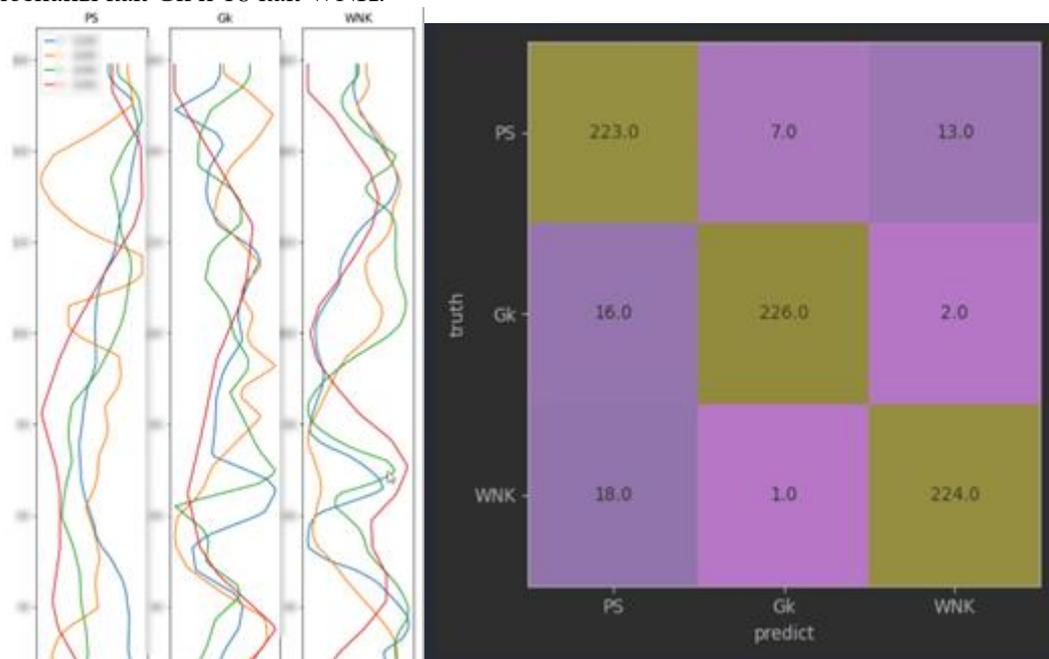


Рисунок 5. Фрагмент исходных данных и анализ качества классификации.

### **Заключение**

В результате проведённой работы показана возможность эффективного применения методов машинного обучения с целью обработки данных ГИС.

Определение границ зон однородных объектов в сложных случаях может быть решено с помощью метода ЦПИ [5].

Представленные методы позволяют автоматизировать процесс подготовки и анализа геолого-геофизических данных, тем самым сократив затраты рабочего ресурса и увеличив надёжность и качество результатов за счёт снижения человеческого фактора.

### **Список литературы**

1. Ronneberger O., Fischer P., Brox T. U-net: Convolutional networks for biomedical image segmentation //Medical image computing and computer-assisted intervention–MICCAI 2015: 18th international conference, Munich, Germany, October 5-9, 2015, proceedings, part III 18. – Springer International Publishing, 2015. – С. 234-241.
2. Hartigan J. A., Wong M. A. Algorithm AS 136: A k-means clustering algorithm //Journal of the royal statistical society. series c (applied statistics). – 1979. – Т. 28. – №. 1. – С. 100-108.
3. Christopoulos D. Introducing Unit Invariant Knee (UIK) as an objective choice for elbow point in multivariate data analysis techniques //Available at SSRN 3043076. – 2016.
4. Тараторин Н. С., Прокудина Е. И. Быстрое автоматизированное определение субоптимальной кластеризации на основе метрики WCSS и алгоритма UIK / Тараторин Н. С., Прокудина Е. И. [Электронный ресурс] // Научно-издательский аспект: [сайт]. — URL: <https://na-journal.ru/6-2023-informacionnye-tehnologii/5709-bystroe-avtomatizirovannoe-opredelenie-suboptimalnoi-klasterizacii-na-osnove-metriki-wcss-i-algoritma-uiik>.
5. Ремеев И. С., Баязитов С. Р. Новые технологии обработки геофизических данных в системе «Прайм». // Новая техника и технологии для трудноизвлекаемых запасов углеводородов: тезисы докл. XXIX научно-практическая конференция им. Лапатова В.В., 23-26 мая 2023 г. – Уфа, 2023. – С. 60-72.

### **Авторы**

**Ремеев Илдар Сагитович**, директор ООО НПЦ «ГеоТЭК», remeev@geotec.ru

**Морозова Елена Анатольевна**, ведущий методист отдела петрофизики ООО НПЦ «ГеоТЭК», elena.morozova@geotec.ru

**Махаметшин Радик Ульфатович**, ведущий специалист отдела петрофизики ООО НПЦ «ГеоТЭК», radik@geotec.ru

**Тараторин Никита Сергеевич**, инженер-программист ООО НПЦ «ГеоТЭК», taratorin.ns@geotec.ru

## РАЗРАБОТКА РОССИЙСКОГО ПО ДЛЯ ОБРАБОТКИ СПЕЦИАЛЬНЫХ МЕТОДОВ ГИС

*Филимонов Антон Юрьевич, Шлюмберже, г. Москва*

Разработка программного обеспечения для обработки и интерпретации специальных методов ГИС является неотъемлемой частью локализации оборудования ГИС. Новое ПО на облачной платформе LogOS разрабатывается с целью обработки данных, регистрируемых высокотехнологичными приборами ГИС Российского и иностранного производства.

Реализуемый подход к созданию ПО в виде облачных приложений имеет ряд неоспоримых преимуществ:

- Коллаборативная среда анализа данных и отчетности
- Хранение данных на территории РФ
- Безопасный и быстрый доступ к данным из любой точки
- Автоматизированный контроль качества данных
- Специализированные сервисы для обработки и интерпретации данных
- Интегрированный анализ и интерпретация данных

На текущий момент реализованы приложения Spectrum, NMR Toolbox, BARS Imaging. Приложение Spectrum используется для обработки и интерпретации данных ИНГКс, регистрируемых приборами АИНК-ПЛ (производства «ВНИИА им. Духова») и позволяет получать количественную оценку химического и минералогического состава пород высокой точности. Интерфейс приложения интуитивно-понятен, обработка данных выполняется очень быстро благодаря облачной обработке. При обработке данных выполняется автоматическая увязка и стаккинг двух или трех записей интервала, реализована автоматическая оценка качества данных, стандартизированное и удобное представление результатов обработки и контроля качества.

Приложение NMR Toolbox позволяет выполнять полноценную обработку данных ЯМК, зарегистрированных любыми приборами Российского или импортного производства. В приложении реализован широкий функционал для выполнения 1D, 2D и 3D обработки, позволяющий получать как распределения T2 и продукты его интерпретации, так и специальные: распределения T1, D, карты T1-T2-D и их количественную интерпретацию.

Приложение BARS Imaging применяется для обработки данных сейсмоакустического зондирования, выполняемого приборами кросс-дипольного широкополосного акустического каротажа. В результате обработки данных получают азимутальные сейсмоакустические разрезы с радиусом исследований до 50 м вокруг скважины, картируются акустически-контрастные поверхности: границы пластов, крупные системы трещин, разломы, техногенные объекты, трещины ГРП. Благодаря реализации в виде облачного приложения вычисления выполняются в 10-12 раз быстрее, чем на локальной рабочей станции, что позволяет использовать результаты интерпретации данных этого специального вида исследований для принятия оперативных решений при заканчивании скважин.

## ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ МЕТОДОМ ЯДЕРНО-ФИЗИЧЕСКОЙ СПЕКТРОМЕТРИИ.

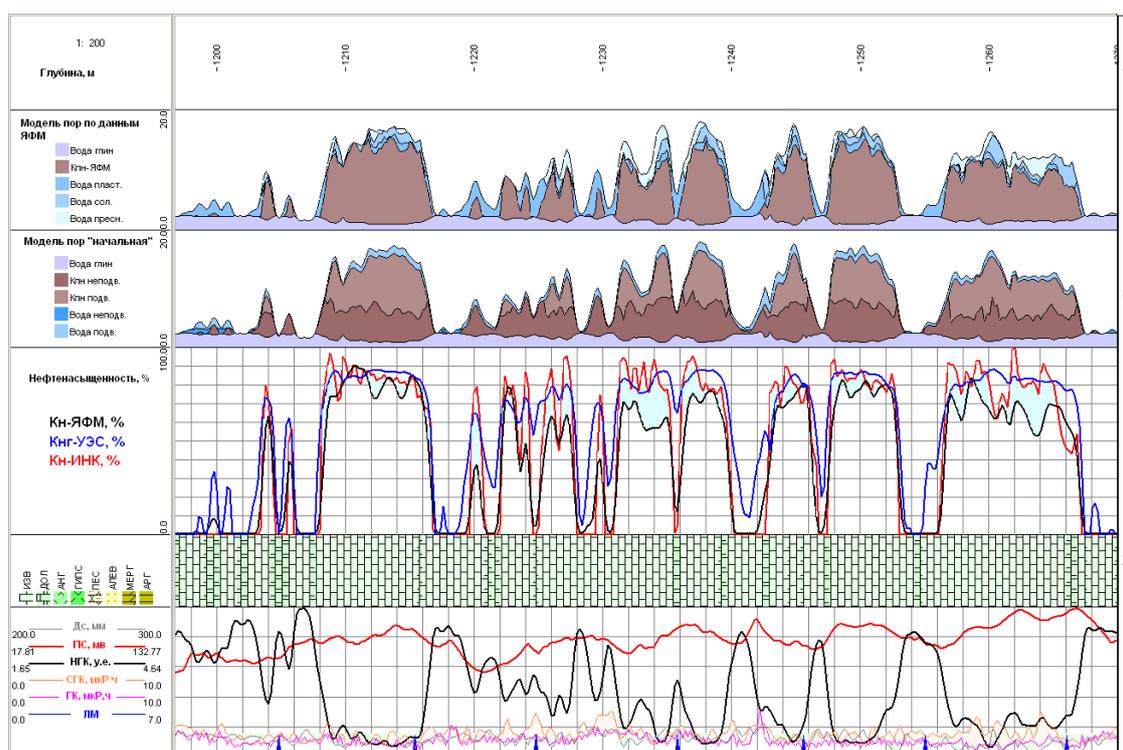
*Чернолецкий К.В., Журавлев Т.Б., Морсаков И.М.  
ООО НТЦ «ГЕОТЕХНОКИН»*

Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли являются высоковязкие нефти и битумы. Основные сложности, возникающие при разработке таких залежей, связаны с высокой вязкостью и плотностью сырья. Эти проблемы решаются за счет применения различных, в том числе, термических методов повышения нефтеотдачи. Однако подобные технологии разработки в различной степени изменяют термобарические и гидрохимические условия залежи и серьезно осложняют задачу изучения ее текущего состояния. Все это заставляет предъявлять повышенные требования к методам геофизического контроля.

Настоящая работа является продолжением исследований, начатых в 2008 году и посвященных созданию методик исследования ядерно-физическими методами спектрометрии (ЯФМС) на одном из российских месторождений с потенциально высокими запасами вязких нефтей. Месторождение находится в разработке с 1977г. Коллекторы карбонатные, со сложной структурой; разрезы характеризуются высокой расчлененностью и прерывистостью проницаемых участков; углеводородное сырье характеризуется высокой плотностью и вязкостью.

На месторождении длительно применяются ЯФМС для оценки текущего состояния залежи. Первоначально наиболее интенсивно применялся импульсный нейтронный каротаж (ИНК). По результатам отмечается хорошая количественная согласованность с данными электрометрии в открытом стволе. Однако при термическом воздействии на пласт часть опресненного флюида может быть отнесена к продукту. Во избежание этого необходимо использовать метод спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГКС), который не зависит от минерализации флюидов. Была разработана интерпретационная модель, позволяющая достоверно оценивать вещественный состав пород и флюидальный состав пор. Комбинирование данных ИНГКС и ИНК позволяет понять, каким образом данные ИНК «суммируют» пресную воду и углеводороды. В подобных сложных условиях нами впервые были разработаны алгоритмы, объединяющие физические предпосылки и гидродинамические условия, для количественной оценки прогноза притока углеводородов. По оценкам независимых экспертов полученные теоретические результаты хорошо согласуются с результатами испытаний пластов.

В настоящее время достаточно интенсивно проводится мониторинг месторождения с применением комплекса ИНГКС (методики Литосканер).



Пример сравнения методов. Неперфорированный участок разреза.

**ИННОВАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ МАЛОГО И  
СРЕДНЕГО БИЗНЕСА В РАЗВИТИИ ТЕХНИКИ И  
ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И  
РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ  
НЕФТИ И ГАЗА**

## УСЛОВИЯ И ФАКТОРЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В НИЖНЕПЕРМСКИХ МЕГАРЕЗЕРВУАРАХ, ЭКРАНИРОВАННЫХ РЕГИОНАЛЬНЫМИ ФЛОИДОУПОРАМИ В ВОЛГО-УРАЛЬСКОМ НЕФТЕГАЗОНОСНОМ БАССЕЙНЕ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

*Утопленников В.К., Ершов А.В., Ефремова А.Д.*

Всё больше данных указывает на то, что в нижнепермских отложениях Волго-Уральской провинции есть промышленные запасы нефти. В этих отложениях в рифовом мегарезервуаре было открыто первое крупное месторождение нефти — Ишимбаевское, 90 лет с момента открытия которого отмечалось в 2022 году. Это делает необходимым проведение широкомасштабных и целенаправленных геологоразведочных работ в верхней части разреза платформенной части бассейна [1].

Стоит отметить, что нижнепермская нефть залегает в районах с развитой нефтепромысловой инфраструктурой Волго-Урала. Эти факторы делают неглубокозалегающие, в основном трудноизвлекаемые запасы нефти нижней перми привлекательными для промышленного освоения. Их можно разрабатывать как на уже разрабатываемых месторождениях, так и в нераспределённом фонде недр, в том числе компаниями малого и среднего бизнеса с применением инновационных технологий.

Из-за резкого роста стоимости поиска глубокозалегающих структур и последующего уменьшения объёмов геологоразведочных работ, прирост запасов нефти замедляется, а добыча в Волго-Уральской провинции ежегодно снижается из-за естественного истощения длительно разрабатываемых месторождений каменноугольных и девонских отложений [2].

Чтобы замедлить темпы снижения добычи и стабилизировать её уровень, необходимо полностью реорганизовать все этапы работы по поиску, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. Это включает в себя открытие и разработку новых сложных нетрадиционных нефтегазоносных комплексов, в том числе в верхней части разреза на глубинах до 1000 метров в нижнепермском фациально-структурном этаже.

Для этого необходимо привлечь инвестиции и инновационные возможности малых и средних компаний нефтегазовой отрасли.

Результаты бурения и геолого-геофизических исследований отложений нижней и верхней перми показывают, что юго-восточный склон Восточно-Европейской платформы в пределах Башкортостана, Татарстана, Оренбургской и Самарской областей, а также всей восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, имеет высокий потенциал для обнаружения и разработки новых ресурсов нефти, включая мелкие, средние и, возможно, крупные месторождения. Эти ресурсы расположены в верхней части разреза и связаны с нижнепермской рифогенно-карбонатно-сульфатной формацией.

В составе этой формации выделяются ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы, которые представляют собой сложнопостроенный карбонатно-эвапоритовый и соленосный мегарезервуар.

Изучение материалов бурения поисково-разведочных и структурно-поисковых скважин в восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции показало, что, несмотря на большое количество скважин, которые вскрыли нижнепермские отложения за более чем 90 лет исследований, фациальный состав и нефтегазоносность этих отложений остаются слабоизученными.

Свойства коллекторов и характер насыщения керна также исследованы недостаточно, даже на участках с обильными нефтепроявлениями.

Исследования физических свойств пород проводились в небольшом объёме, методика оценки параметров для подсчёта запасов не была разработана.

Это связано с тем, что специалисты геологи недооценивали промышленное значение выявленных залежей нефти в нижнепермских отложениях на территории Башкортостана, Татарстана, Удмуртии, Оренбургской и Пермской областей. Причиной такого отношения стали неудачи при испытании и пробной эксплуатации залежей, содержащих трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) [6].

Кроме того, открытие большого количества крупных и высокодебитных месторождений в отложениях девона и карбона (Ромашкинское, Туймазинское, Арланское, Бавлинское, Шкаповское, Серафимовское и другие) на долгие годы отвлекло внимание геологов и геофизиков от детального исследования промышленной нефтегазоносности нижнепермских отложений.

Также свою роль сыграло отсутствие необходимого оборудования и технологий.

Нижнепермские отложения в этом регионе представлены породами сложного кавернозно-порового состава. Они включают сульфатно-галогенно-карбонатные породы, которые относятся к ассельскому, сакмарскому, артинскому и кунгурскому ярусам [5,7-8].

Коллекторами нефти и газа служат шельфовые и биогермно-рифогенные пористо-кавернозно-трещиноватые органично-обломочные доломиты и известняки.

В роли флюидоупоров выступают ангидриты, гипсы и каменные соли, которые преобладают в разрезе кунгурского яруса. Наиболее надёжной крышкой являются каменные соли соленосной толщи кунгурского яруса. Мощность этой толщи увеличивается в юго-восточном направлении, где образуются крупные соляные валы.

В юго-западной части Башкортостана, на востоке Татарстана, в Оренбургской и Пермской областях обнаружены залежи нефти в доломитах кунгурского яруса (пласты P0, P1, P2, P3, P4), а также в доломитах и известняках артинского (пласт P5), сакмарского (пласт P6) и ассельского (пласт P7) ярусов.

Материалы геолого-геофизических исследований показывают, что состав пластов-коллекторов и характер пустотного пространства, а также эпигенетические изменения коллекторов и их мощность могут сильно различаться. Это требует индивидуального подхода при выборе методики геологоразведочных работ, технологий вскрытия, исследований и ввода таких объектов в опытно-промышленную эксплуатацию.

Сложнопостроенные кавернозно-порово-трещиноватые карбонатные нижнепермские отложения платформенной части востока Русской платформы имеют ряд особенностей: относительно высокую пористость, низкую проницаемость, резкую фациальную неоднородность по вертикали и латерали, а также сульфатизацию пород.

По информации из источника [3], формирование и расположение территорий и зон, где находятся месторождения нефти и газа, в литосфере определяется несколькими основными факторами:

1. Литолого-фациальные условия накопления осадков.
2. Геотектоническое строение и палеотектонические условия развития территории.
3. Условия, которые обеспечивают сохранность сформировавшихся залежей и зон регионального нефтегазоаккумуляции.

Это привело к образованию характерных фациальных зон, таких как рифовые отложения, платформенные карбонаты, а также бассейновые и сланцевые отложения. При этом важную роль играли трансформные разломы, которые контролировали распределение блоков и формирование различных фаций и резервуаров [4].

Таким образом, развитие литофаций и мощностей нижнепермских отложений на юго-восточном склоне Русской платформы было определено не только особенностями осадконакопления, но и геодинамическими процессами, происходившими на этой территории.

Кроме того, важными факторами являются наличие миграционных путей для нефти и газа, а также наличие повышенной проницаемости и пористости в карбонатных породах, способствующих накоплению углеводородов. Также важным является наличие геохимических условий, способствующих образованию и сохранению нефти и газа.

Таким образом, формирование залежей нефти и газа является сложным процессом, зависящим от самого разнообразия литофациально-тектонических факторов, которые создают благоприятные условия для накопления углеводородов в геологических структурах.

Выводы:

1. Распределение различных типов пород в отложениях нижней перми связано с формированием Предуральского краевого прогиба и сетью узких и глубоких впадин (авлакогенов), которые протянулись в субширотном направлении. Образование этих впадин, в свою очередь, определялось двумя системами разломов: трансформной и конформной, которые пересекают Урал и Русскую платформу.

2. Самые крупные и высокие по амплитуде структуры и рифы связаны с субширотными зонами, которые определяются трансформными разломами. Также они связаны с грабенами и горстами, которые вытянуты в направлении север — юг и определяются конформной системой разломов.

3. Вероятность обнаружения сложноэкранированных месторождений нефти и газа разных размеров в нижнепермских отложениях возрастает в местах, где субширотные структурно-фациальные зоны пересекаются с субмеридиональными.

Благодаря высокой тектонической активности в этих областях происходила активная миграция углеводородов как по вертикали, так и по горизонтали. Это способствовало заполнению сложноэкранированных резервуаров и формированию зон, где происходило накопление нефти и газа в региональном масштабе.

Тезисы выполнены в рамках государственного задания (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», № 122022800253-3).

## Список литературы

1. Утопленников В.К., Самигулин Х.К., Антонов К.В. и др. Нижнепермский нефтегазоносный комплекс платформенной части юго-запада Башкортостана М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. 271 с.
2. Лозин Е.В. Геология и нефтегазоносность Башкортостана. Уфа: БашНИПИнефть, 2015. 704 с.
3. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр М., Недр,

1973 г., 325 с.

4. *Огаринов И.С.* Стрoение и районирование земной коры Южного Урала М., издание «Наука», 1973 г., 85 с.

5. *Утопленников В.К., Самигулин Х.К., Пустовит В.Н., Золоева Г.М., и др.* Разработка направлений и рекомендаций для повышения эффективности геологоразведочных работ в нижнепермском регионально-нефтеносном комплексе Западного Башкортостана. Заключительная тема ОН. В 2-х книгах с граф.прил., 357 с.

6. *Хисамов Р.С., Войтович С.Е., Бачков А.П.* Геологические основы поисков и разведки месторождений сверхвязкой нефти в центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Казань: Изд. «Наследие нашего народа» 2022 г. 184 с.

7. Протокол №2 Республиканской комиссии по экспертизе запасов полезных ископаемых (РКЗ) при Госкомгеологии Республики Башкортостан от 02.04.98 г. г.Уфа.

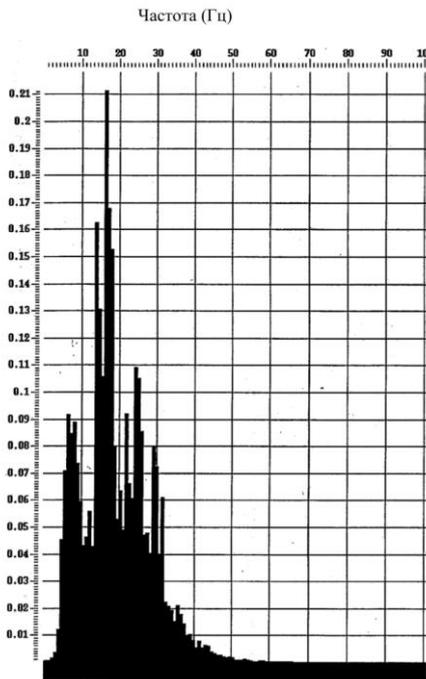
8. Протокол №126-98 Заседания Центральной комиссии Министерства природных ресурсов Российской Федерации по государственной экспертизе запасов нефти, природного газа и газового конденсата за 1997 г. по ЗАО СП «ВИНКА» (Республика Башкортостан) от 07.04.1998 г. г. Москва. Е.Г. Коваленко в качестве секретаря ЦКЗ., Л.К. Теплов – заместитель председателя ЦКЗ.

## БИНАРНЫЕ СЕЙСМОЗАРЯДЫ

Ю.Г. Шукин, д.т.н., профессор, генеральный директор  
ООО «НТЦ «Взрывобезопасность»

В.Г. Матюшин, исполнительный директор  
ООО «СТС-ГеоСервис»

А.С. Горшков, руководитель службы качества  
ООО «СТС-ГеоСервис»



Слайд 1. Сейсмограмма при взрыве гранатометного заряда в скважине глубиной 6 метров

В условиях максимального производства средств поражения для СВО обеспечение сырьевого сектора промышленности РФ, в частности высокоэнергетическими гексогеносодержащими материалами для производства продукции типа сейсмозарядов, предельно ограничено.

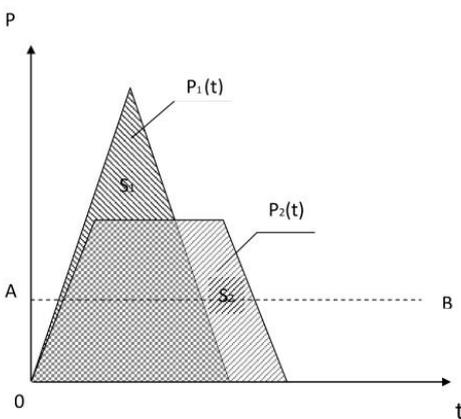
В предыдущих докладах на наших конференциях мы демонстрировали возможность альтернативного решения проблемы за счёт реализации энергоёмких материалов снятых с вооружения, т.е. использования вторичных ресурсов. Применение зарядов на основе высокодетонационных вторичных материалов улучшает спектральные характеристики путем понижения энергии сигнала на низких частотах с одновременным увеличением на высоких. Это позволяет увеличить соотношение сигнал/помеха сейсмических материалов. Сейсмограмма при взрыве из таких материалов показана на слайде 1.

Сегодня предприятия ОПК получили указания максимально использовать указанные вторичные ресурсы для нужд МО РФ.

В создавшейся ситуации необходимо реализовать результаты исследований [1,2,3] по оценке соотношения сигнал/помеха при применении сейсмозарядов с регулируемым фронтом детонации, с так называемым «растянутым» фронтом детонации, длительность которого существенно превышает характерную величину  $Re/C_p$ , где  $Re$  – радиус упругой волны,  $C_p$  – скорость упругой волны.

Например, при создании второго фронта развития химического превращения в заряде, что позволяет обеспечить пиковое давление выше промышленных помех более длительное время, т.е. обеспечить более оптимальный режим сигнал/помеха.

Полную информацию о характеристиках излучаемого сигнала дает потенциал упругих смещений  $f(r,t)$ . Зная при этом частоту колебаний, создаваемую сейсмоисточником, можно вычислить такие характеристики, как доля излученной энергии, массовая скорость и напряжения в упругой области, спектральный анализ смещений и т.д.



Слайд 2. Величина импульса взрыва зарядов ВВ с разными физико-химическими характеристиками.  
 $P_1(t)$  – скорость детонации 7,5 – 8,0 км/с;  
 $P_2(t)$  – скорость детонации 5,5 – 6,0 км/с;  
 $S_1 = S_2$

Частота колебаний источника определяется величиной  $\omega_0 = C_p/Re$

Однако во многих случаях нет необходимости иметь полную информацию об излученном сигнале. В первом приближении достаточно определить величину импульса относительно времени.

На слайде 2 показана принципиальная схема величины импульса при взрыве гексогенового заряда и заряда с меньшей скоростью детонации, но растянутым фронтом детонации.

В первом приближении величины импульсов  $P(t)$ , находящихся в зоне вне промышленных помех, выраженные через площади двух конструкций зарядов идентичны.

В настоящее время в РФ освоено производство электронных детонаторов, применение которых в принципе позволяет создать бинарный заряд, т.е. обеспечить «растянутый» фронт детонации. Подготовка таких исследований имеется.

Отработка эффективной технологии обеспечения расчётного сейсмосигнала при скорости детонации взрывчатых веществ сейсмозарядов 5,5-6,5 км/с возможна.

Юлий Григорьевич Щукин, д.т.н., профессор, генеральный директор  
ООО «НТЦ «Взрывобезопасность»  
тел./факс: (499) 678-82-08  
E-mail: ntc-rvb@mail.ru

Виктор Геннадьевич Матюшин, исполнительный директор  
ООО «СТС-ГеоСервис»  
тел.: +7 (495) 517-53-52  
E-mail: reception@sts-geo.com

Александр Сергеевич Горшков, руководитель службы качества  
ООО «СТС-ГеоСервис»

#### Литература

1. Низамов А.Ж., Бовт А.Н. Воздействие подземного взрыва на окружающую среду. М. НИЯУ «МИФИ», 2010.
2. Бовт А.Н. Обоснование выбора взрывчатых материалов и технологии взрывных работ для целей глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) и метода преломленных волн (МПВ) в условиях вечной мерзлоты и обводненных грунтов. Москва: НТЦ Росвзрывобезопасность, 2007, 82 стр.
3. Материалы XXIX научно-практической конференции им. Лаптева В.В. «Новая техника и технологии для трудноизвлекаемых запасов углеводородов». Тезисы докладов, Уфа-2023.

## ОСТРОВ КОЛГУЕВ В БАРЕНЦЕВОМ МОРЕ КАК ОБЪЕКТ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

*Д.Л. Кульпин, научный сотрудник,  
Институт проблем нефти и газа Российской Академии Наук,  
Тел. +79168286399, Email: dmitrylk@bk.ru.*

### Введение

В последние десятилетия Россия значительно активизировала свое присутствие в Арктике, прежде всего в лице Министерства обороны и ГК «Росатом», как координатора развития Арктического региона. В 2022 году создано «Главное управление Северного морского пути». Принят ряд нормативных актов по вопросам развития Арктики, включая вопросы недропользования и, в частности, освоения трудноизвлекаемых запасов.

### Государственная политика в нормативных актах

К основным нормативным актам Российской Федерации указанной тематики можно отнести:

- Федеральный закон от 02.12.2019 № 396-ФЗ "О внесении изменений в Закон Российской Федерации "О недрах" в части совершенствования правового регулирования отношений в области геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых".
- Указ Президента РФ от 05.03.2020 № 164 "Об основах государственной политики РФ в Арктике на период до 2035 года".
- Указ Президента РФ от 26.10.2020 № 645 "О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года".
- Постановление Правительства РФ от 02.09.2020 №1338 "Об утверждении Правил предоставления из федерального бюджета субсидий на возмещение затрат по уплате страховых взносов, возникающих у юридических лиц, ИП, являющихся резидентами Арктической зоны РФ".
- Постановление Правительства Российской Федерации от 19.09.2020 № 1499 "Об установлении видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых".
- Постановление Правительства Российской Федерации от 20.10.2020 № 1715 "О подготовке, согласовании и утверждении проектной документации на разработку технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых".
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22.10.2020 № 1720 "О внесении изменений в Положение об установлении и изменении границ участков недр, предоставленных в пользование".
- Постановление Правительства Российской Федерации от 30.03.2021 № 484 "Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации".

В этой связи представляют интерес запасы углеводородов, расположенные в арктической зоне и относимые к категории трудноизвлекаемых, что позволяет недропользователю рассчитывать на ряд преференций и льгот. В качестве характерного примера рассмотрим Таркское нефтяное месторождение на о. Колгуев в Баренцевом море

### Остров Колгуев

Остров Колгуев (рис. 1) расположен к востоку от полуострова Канин, в 80 км от континента и омывается Баренцевым и Печорским морями. Площадь острова 3495,5 км<sup>2</sup>. Размеры – около 80 км с запада на восток и примерно 90 км с севера на юг. Климат субарктический, влажный, при котором минимальные температуры достигают –45 °С, а максимальные +30 °С. Характерны сильные ветра - юго-западный зимой (с января по май) и северо-восточный в остальное время года. Среднегодовое количество осадков равно 344 мм. Рельеф острова тундровый в центральной части слабо холмистый, расчленённый долинами ручьёв и рек, наиболее возвышенная точка имеет высоту около 170 м над уровнем моря. В южной и северной части острова расположены плоские морские террасы. Они сильно заболочены и заозерены. Самым крупным озером является озеро Песчаное, имеющее происхождение от морской лагуны и расположенное на восточном краю острова. На юге острова расположен посёлок Бугрино, где проживают около 250 человек и который является административным центром муниципального образования Колгуевский сельсовет.



Анализ разработки Песчаноозерского месторождения достаточно подробно изложен в работах [1, 2].

Приведем основные выводы.

1. Чрезвычайно сложное геологическое строение месторождения (многопластовость, многофлюидность, прерывистость и неоднородность пластов, низкая проницаемость), установленное в результате его эксплуатации. Недостаточно данных бурения разведочных скважин, что привело к серьезным ошибкам в выборе и обосновании эксплуатационных объектов и, как следствие, к рекомендациям по плотности сетки добывающих скважин.

2. Анализ разработки месторождения показал, что основные фактические показатели разработки значительно отличались от их утвержденных проектных технологических и экономических показателей. Фактические добывные возможности месторождения оказались намного ниже проектных показателей. На эффективности разработки месторождения сказалось и то, что организация и создание системы поддержания пластового давления (ППД) растянулись на многие годы.

3. Серьезное отставание имело место и с темпами разбуривания месторождения.

4. В итоге месторождение многие годы разрабатывалось после падения начального пластового давления на низкоэффективных режимах растворенного газа и гравитационном режиме, что не могло ни сказаться на величинах конечного коэффициента нефтегазоотдачи как по отдельным продуктивным пластам и залежам, так по месторождению в целом. Фактически не будет преувеличением сказать, что месторождение разрабатывалось «варварски».

5. В результате несвоевременного проведения целого ряда геолого-технических мероприятий (ГТМ), рекомендованных по данным мониторинга процессов разработки и эксплуатации месторождения, дебиты добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин были значительно ниже проектных величин.

6. Накопленный опыт разработки Песчаноозерского месторождения должен быть учтен при проектировании и подготовке к промышленной разработке Таркского нефтяного месторождения. Особенности геологического строения, геолого-геофизическая характеристика месторождения параметры и ФЕС продуктивных пластов, а также свойства пластовых флюидов во многом аналогичны их величинам на Песчаноозерском месторождении. Особое внимание при проектировании и разработки Таркского месторождения должно быть уделено выбору и обоснованию эксплуатационных объектов разработки во избежание тех ошибок, которые были допущены при проектировании разработки Песчаноозерского месторождения.

### **Таркское нефтяное месторождение**

Таркское нефтяное месторождение (рис. 3) открыто в 1988 году и расположено на расстоянии ориентировочно 30 км к западу от Песчаноозерского месторождения. По имеющимся данным на месторождении пробурено 7 разведочных скважин, которыми вскрыты отложения четвертичной, меловой, юрской, триасовой, пермской и частично каменноугольной систем.

Открытые залежи нефти приурочены к коллекторам чаркабожской свиты нижнего триаса, сложенным песчаниками, алевролитами и их переходными разностями. В целом, в результате исследовательских работ было установлено, что пласты коллекторы относятся к типу поровых со сложным строением. Преобладание в составе глинистого цемента хлорита и монтмориллонита обуславливают невозможность применения для системы ППД пресной воды или воды из юрско - меловых отложений, т.к. это приведет к закупориванию коллекторов и прекращению фильтрации.

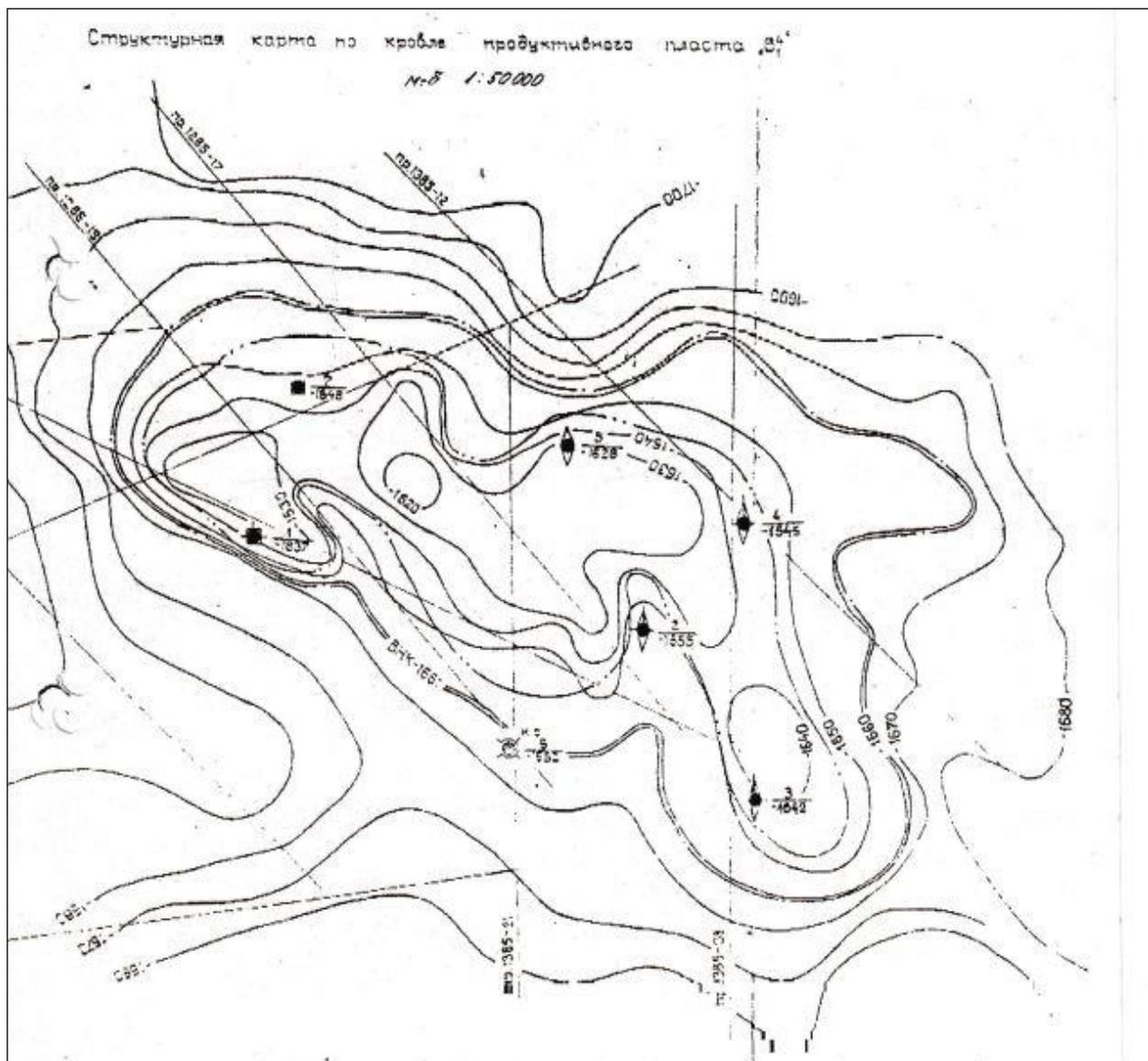


Рис.3. Структурная карта по кровле продуктивного пласта  $V_1^4$ . Масштаб 1:50000.

Нефть месторождения является легкой, малосернистой, малосмолистой с высоким содержанием парафинов и близка к нефти Песчаноозерского месторождения. Начальные извлекаемые запасы приняты на уровне почти 9 млн.т.

Предварительные оценочные расчеты показателей разработки показывают, что за период 50 лет может быть достигнуто полное извлечение первоначально утвержденных извлекаемых запасов при максимальном уровне годовой добычи на уровне 400 тыс.т на 8-9 год эксплуатации при условии темпов бурения 4-мя станками и полностью развернутой системы ППД со специальной химподготовкой.

Весьма сложное геологическое строение Таркского месторождения, подтвержденное исследованиями скважин с низкими фильтрационными параметрами продуктивных пластов (проницаемость порядка 10 мД) традиционная модель разработки представляется не вполне отвечающей принципам рационального недропользования и экономической целесообразности.

В этой связи целесообразно рассмотреть некоторые перспективные, инновационные, а также хорошо известные решения, направленные на повышение КИН и улучшение экономических показателей разработки месторождения.

Прежде всего, надо отметить, что использование существующей инфраструктуры Песчаноозерского месторождения может заметно облегчить освоение Таркского месторождения. В первую очередь это касается аэропорта Песчанка. Во вторую – береговой базы, емкостного парка и морского терминала отгрузки нефти на танкер. В этой части требуется сравнительный анализ, поскольку может оказаться, что привлекательней развернуть собственную береговую базу на западном берегу острова, ледовые условия которого значительно лучше восточного побережья.

Что касается собственно концепции разработки, техники и технологии освоения месторождения, то в этой части представляется целесообразным предложить следующие:

1. Сейсморазведка 3D с последующим построением и поддержанием модели 4D в режиме постоянного мониторинга.

2. На основании детальной модели осуществить проектирование разработки месторождения.
3. Применение многозабойных и горизонтальных скважин [3].
4. Широкое использование магнитных полей устройств (МУ) на постоянных магнитах для снижения темпов отложений парафинов, увеличения эффективности заводнения, улучшения качества цементирования обсадных колонн [4].
5. Применение установки МУ в трубопроводах для обработки флюидов (нефть, вода) в целях снижения темпов роста отложений в 5-100 раз, увеличения темпы закачки воды на 50-100%, улучшить качество цементирования обсадных колонн, снизить вязкость нефти [4-7].
6. Опытно-промышленное применение широкого спектра инновационных ГТМ.

### Возможные перспективы

Обращает на себя внимание, что первые скважины до 2000 метров на о.Колгуев пробурены Арктической нефтеразведочной партией еще в начале 80-х в рамках программы работ по параметрическому бурению в Арктике. Как видно из рис. 2, нефтегазоность о.Колгуев предположительно связана с продолжением Печоро-Кожвинского мегавала или Шапкино-Юрьяхинского вала. Представляется, что глубже Песчаноозеского и Таркского могут залегать нефтематеринские породы и целесообразно поставить вопрос по закладке глубокой опорной скважины до вскрытия фундамента, а возможно и глубже.

### Береговая база СМП

Западная часть острова относится к практически незамерзающей части Баренцева моря и, принимая во внимание общие планы развития СМП, возможно было бы целесообразно строительство глубоководного порта. Справедливости ради надо отметить, что глубины вокруг острова небольшие (рис.4) – несколько метров.

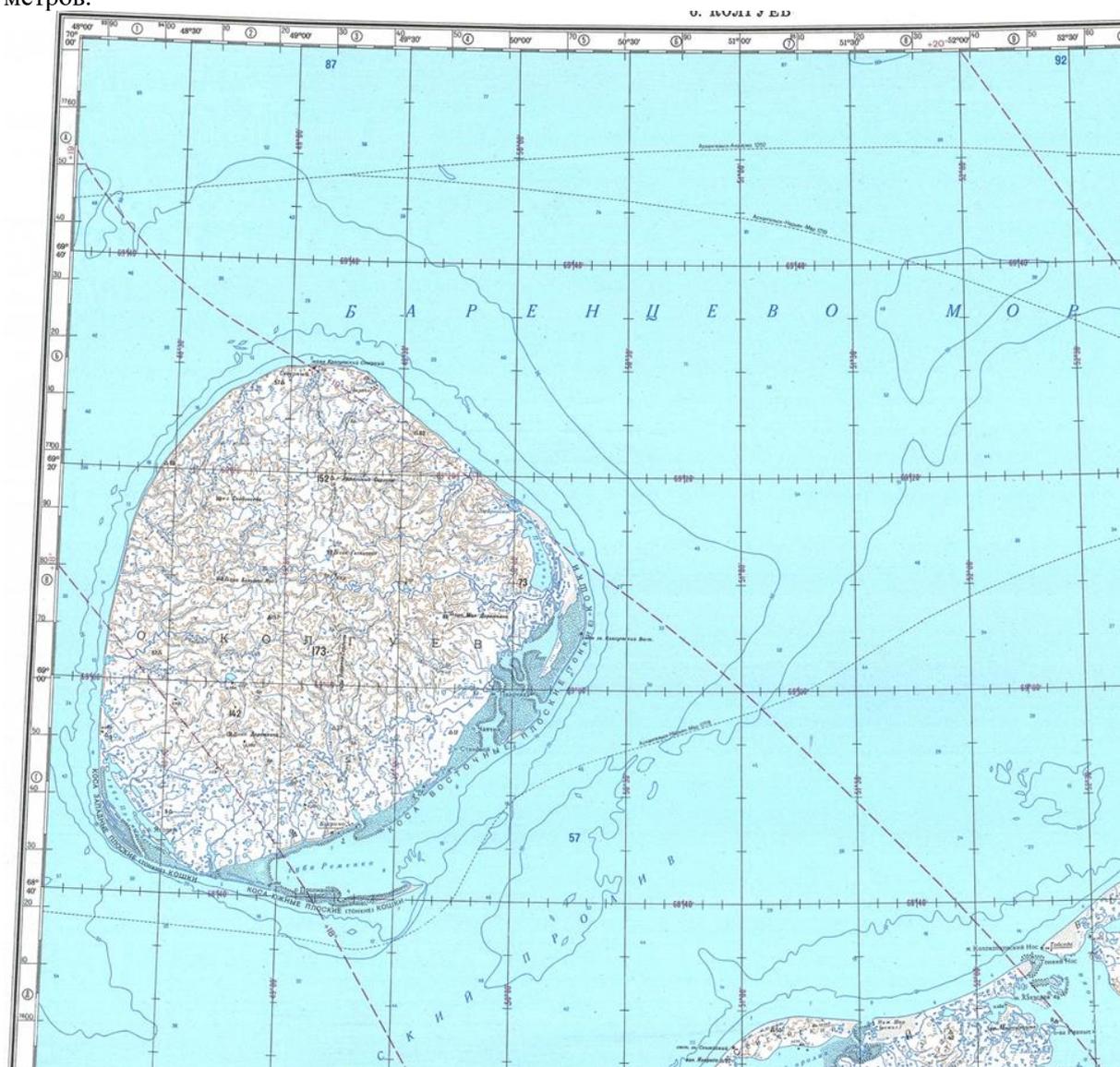


Рис.4. Остров Колгуев с отметками глубин. Масштаб 1:200000, [8].

Кроме того, вдоль Западного побережья острова не наблюдается каких-либо бухт и только на Юго-западной оконечности можно видеть губу Промойную, отделяемую от моря косой, опять же с минимальными глубинами. Таким образом, возможность, стоимость и в целом целесообразность строительства глубоководного порта требует оценки специалистами. Вместе с тем, такой порт потенциально мог бы осуществлять бункеровку судов топливом, изготавливаемым прямо на острове, перевалку грузов с судов тяжёлого ледового класса на большего дедвейта, но без класса, мелкий ремонт, смену экипажей и в целом выполнять роль одной из опорных точек СМП.

## Выводы

1. Освоение Таркского месторождения может быть привлекательным с учетом частичного использования имеющейся на о. Колгуев инфраструктуры.
2. С учетом географического положения и сложного геологического строения, месторождение, несомненно, относится к категории месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, а значит недропользователь вправе претендовать на соответствующие льготы закона №396-ФЗ и других нормативных актов.
3. Во избежание ошибок, допущенных при промышленной разработке Песчаноозерского месторождения, освоение Таркского требует более глубокого и детального изучения с применением широкого спектра самых современных технических средств и технологий, начиная со стадий доразведки и опытно-промышленной эксплуатации.
4. Таркское месторождение представляется подходящим объектом в качестве полигона для отработки и внедрения существующих и перспективных технологий.
5. С учетом доказанной нефтегазоносности о. Колгуев целесообразно проведение комплекса ГРП недр острова и прилегающей акватории, в частности заложение глубокой опорной скважины.
6. В целом о.Колгуев по ряду признаков представляется подходящим объектом для развития портовой инфраструктуры СМП.

## Литература

1. Блох С.С., Кульпин Д.Л., Ефимова Г.Х. Проблемы разработки Песчаноозерского нефтегазоконденсатного месторождения на о. Колгуев в Баренцевом море // Сб. материалов XVII Геологического съезда Республики Коми / г. Сыктывкар, 16-18 апреля 2019 г.
2. Блох С.С. Кульпин Д.Л., Ефимова Г.Х. Негативный опыт разработки многопластового нефтегазоконденсатного Песчаноозерского месторождения на острове Колгуев в Баренцевом море // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2019. – № 10. – С. 60–68.
3. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра. 1964.
4. Лесин В.И., Физические основы обработки магнитным полем коллоидных систем, участвующих в процессах добычи, транспортировки и подготовки нефти //Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 1(20)-электронный журнал oilgasjournal.ru. DOI: 10.29222/ipng.2078-57-12.2018-20.art25
5. Муслимов Р.Х., Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И., Хавкин А.Я., Лесин В.И., Василенко И.Р. Повышение приемистости нагнетательных скважин с помощью магнитных устройств в НГДУ «Иркенефть» // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 7. – С. 24–25.
6. Tung N.P., Vinh, N.Q. Phong N.T.P., Long B.Q.K., Hung P.V. Perspective for using Nd–Fe–B magnets as a tool for the improvement of the production and transportation of Vietnamese crude oil with high paraffin content // Physica B. 2003. – Vol. 327. – P. 443–447.
7. Sun X., Zhang Y., Chen G, Gai Z. Application of Nanoparticles in Enhanced Oil Recovery: A Critical Review of Recent Progress // Energies. 2017. Vol. 10. – P .345–378. – doi: 10.3390/en10030345.
8. <https://www.varvar.ru/top/r-39/images/karta-genshtab-r-39-3-4-ostrov-kolguev.jpg> .

## АНАЛИЗ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ВИСОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*О.Н. Сарданашивили (ИПНГ РАН), Ю.Г. Богаткина (ИПНГ РАН)*

Современный этап развития нефтегазового комплекса России характеризуется увеличением доли трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Такие запасы по разным оценкам составляют уже более 50% от всех разведанных запасов нефти и газа РФ [1-3]. Разработка таких месторождений, как правило, требуют дополнительных капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Ниже рассмотрена оценка технико-экономической эффективности разработки одного из объектов Висового месторождения пласта D<sub>3</sub>fmIII с учетом применения разных налоговых режимов [4].

Висовое нефтяное месторождение расположено на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области в 250 км северо-восточнее от административного центра округа - г. Нарьян-Мара – крупного речного и морского порта на Крайнем северо-востоке Европейской части России. Месторождение входит в состав Хорейверской нефтегазоносной области Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Открыто месторождение в результате поисково-разведочного бурения в 1990 году и относится к категории месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Месторождение введено в разработку в 2011 г. Право на пользование недрами Висового месторождения принадлежит ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО». По данным недропользователя месторождение имеет следующие характеристики. Месторождение разрабатывается с 2011 г. В тектоническом отношении Висовое месторождение и входящий в его состав Лапкотынский купол расположен в пределах центральной части Хорейверской впадины. Впадина граничит на западе с Колвинским мегавалом, на северо-востоке – с Варандей-Адзвинской структурной зоной. К северо-востоку впадина входит в акваторию Печорского моря, а к юго-востоку ограничена Воркутинским поднятием.

Нефтяные залежи обнаружены в фаменских отложениях верхнего девона, в частности в пласте D<sub>3</sub>fmIII. Нефтеносность залежей установлена по данным опробований, ГИС и керна.

Пласт D<sub>3</sub>fmIII приурочен к верхней части нерасчлененной толщи задонского и елецкого горизонтов нижнефаменских отложений.

ВНК залежей принят по кровле верхнего водонасыщенного коллектора на глубине 2997.4 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 23.7 м. Нефти Висовского месторождения тяжелые (битуминозные), сернистые, парафинистые. По составу газ, выделившийся из нефти, жирный. Газ характеризуется повышенным содержанием азота, сероводород в газе не обнаружен. Нефтенасыщенность высокая – 0,82-0,87 по залежам, проницаемость по залежам составляет от 58 до 240 мД, коэффициент песчаности – не более 0,493, расчлененность высокая – около 6-12 единиц. Нефти характеризуются повышенной вязкостью до 6,6 мПа·с и высоким содержанием парафина – около 5% массы. Давление насыщения нефти газом 8 МПа, при начальном пластовом – 33 МПа. Коллектор является преимущественно гидрофобным в продуктивном разрезе, в фильтрационных процессах преимущественную роль имеют трещины, а структура порового пространства – трещиновато-кавернозно-поровая.

Было рассмотрено три технологических варианта разработки для объекта D<sub>3</sub>fm-III при различных сетках скважин 487, 49 и 51 га/скв. Разработка объекта по всем вариантам предполагается на естественном режиме по избирательной системе размещения скважин и фонде новых добывающих скважин в 14 единиц. Бурение добывающих скважин по первому варианту не предполагалось. Добыча нефти за лицензионный срок разработки по вариантам представлена на рисунке 1.



Рис.1. Накопленная добыча нефти по трем вариантам.

По первому варианту добыча нефти имеет наименьшее значение. По другим вариантам добыча нефти значительно выше и практически находится на одном уровне.

По этим вариантам была проведена оценка технико-экономической эффективности разработки начиная с 2021года. Расчеты были проведены на основе разработанной в ИПНГ РАН интеллектуально-логическая система «ГРАФ» [5,6] и полностью соответствуют действующему законодательству.

Накопленная выручка по трем вариантам за лицензионный срок в 25 лет представлена на рис.2. Величина выручки при действующих ценах на углеводороды по второму и третьему варианту выше, чем в первом варианте. Ее значение определялось при условии сбыта 70% добываемой нефти на внутреннем рынке и 30% - на внешнем.

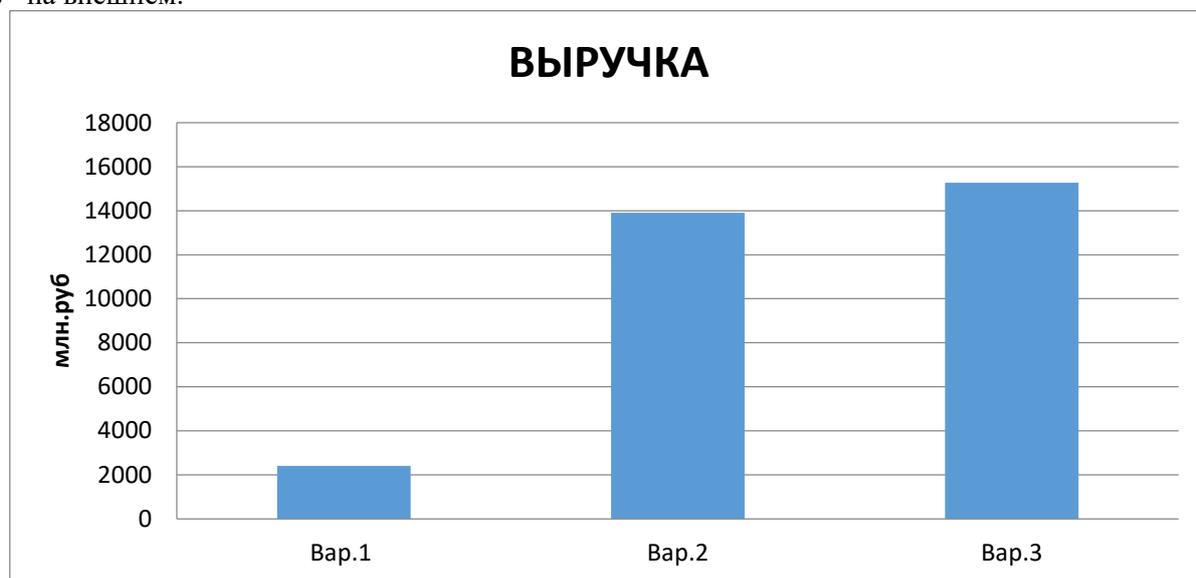


Рис.2.Накопленная выручка по трем вариантам.

В соответствии с принятыми условиями освоения объекта по каждому варианту разработки была определена система экономических показателей капитальных и эксплуатационных затрат по вариантам [5,6].

К числу основных критериев оценки относятся: чистый дисконтированный доход (ЧДД) недропользователя и государства.

Рассмотрим оценку технико-экономической эффективности разработки пласте объекта использованием различных налоговых режимов, действующих в РФ [7]. Основной налоговый режим РФ – применение налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) [7].

В соответствии с Налоговым кодексом РФ НДПИ взимается с объема добычи углеводородов[7]. Налог учитывает мировые цены на нефть, объем запасов, степень их выработанности, особенности месторождения, а также уровень сложности добычи нефти.

Формула для расчета ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ (нефть)) имеет следующий вид[7]:

$$\text{НДПИ (нефть)} = K_{\text{ндпи}} \times K_{\text{ц}} \times D_{\text{м}} \quad (1)$$

где

$K_{\text{ндпи}}$  – базовая ставка НДПИ, руб/т;

$D_{\text{м}}$  - коэффициент особенности добычи, руб/т;

$K_{\text{ц}}$  – коэффициент, который характеризует динамику мировых цен на нефть маркиUrals,д.ед.

Коэффициент  $K_{\text{ц}}$  определяется следующим образом [7]:

$$K_{\text{ц}} = \frac{(\text{Ц} - 15) \times P}{261} \quad (2)$$

где

$\text{Ц}$  – средний показатель цены нефти марки Юралс (по итогам работы в налоговом периоде, за один месяц), дол/бар;

$P$  — средний курс рубля к доллару ( по данным ЦБ за последний месяц), руб./ дол.

Основную роль в расчете  $D_{\text{м}}$  играет коэффициент, который учитывает особенности конкретной залежи. Для многих залежей этот коэффициент равен 428 руб/т [10]. Для объектов Баженовской свиты, а также Абалакским, Хадумским или Доманиковым продуктивным отложениям в соответствии с данными Государственного баланса запасов [7] этот коэффициент равен 0. Поскольку Висовое месторождение относится к категории трудноизвлекаемых Доманиковых продуктивных отложений, показатель  $D_{\text{м}}$  в расчете НДПИ не учитывался.

С целью ослабления налоговой нагрузки на недропользователя в 2018 году для некоторых объектов разработки вместо НДПИ был введен налог на дополнительный доход (НДД). Налоговая ставка НДД

составила 50% от чистой прибыли [8]. Основная цель этого налогового режима- перенос налогового бремени с текущей годовой добычи нефти недропользователя на налогообложение его прибыли. НДС взимается с дополнительного дохода от добычи нефти, рассчитанного как разница между расчетной выручкой от реализации углеводородного сырья и фактическими и расчетными расходами по его добыче. В некоторых случаях применяется комбинированный налоговый режим, который предполагает сохранение НДС, но с пониженной ставкой равной 50% от его расчетной среднегодовой ставки.

Эти налоговые режимы были исследованы с целью выбора оптимального варианта как для недропользователя, так и государства.

Результаты оценки технико-экономической эффективности с применением НДС представлены на рисунке 3.

Как показывают расчеты, действующий налоговый режим с применением НДС делает разработку рассматриваемого объекта по всем вариантам является убыточным или на грани рентабельности.

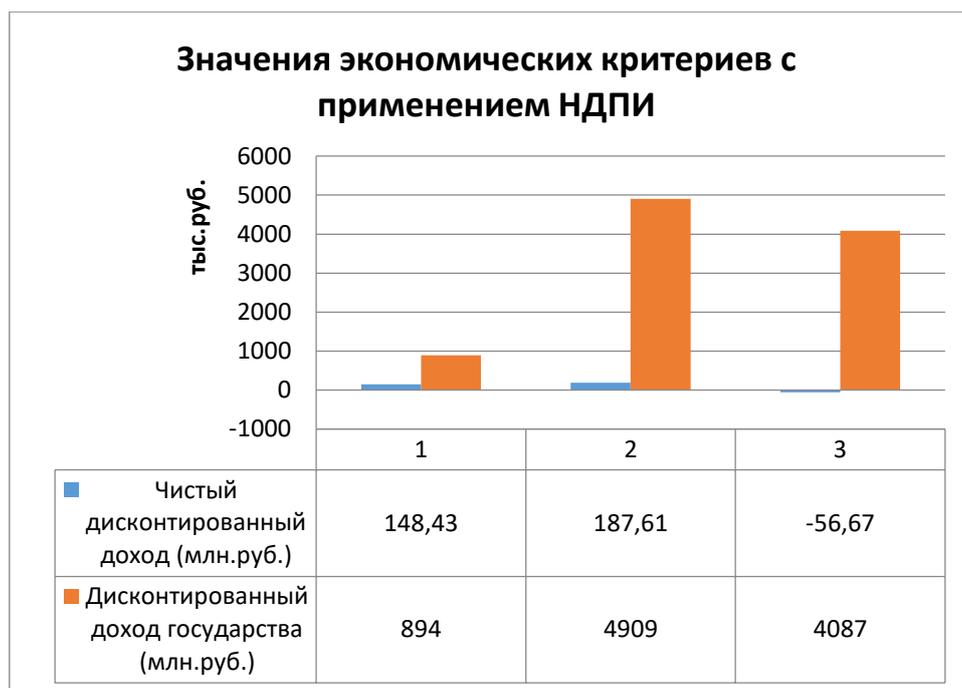


Рис.3. Оценка технико-экономической эффективности освоения объекта с применением НДС

Оценка технико-экономической эффективности вариантов с применением НДС представлена на рисунке 4.

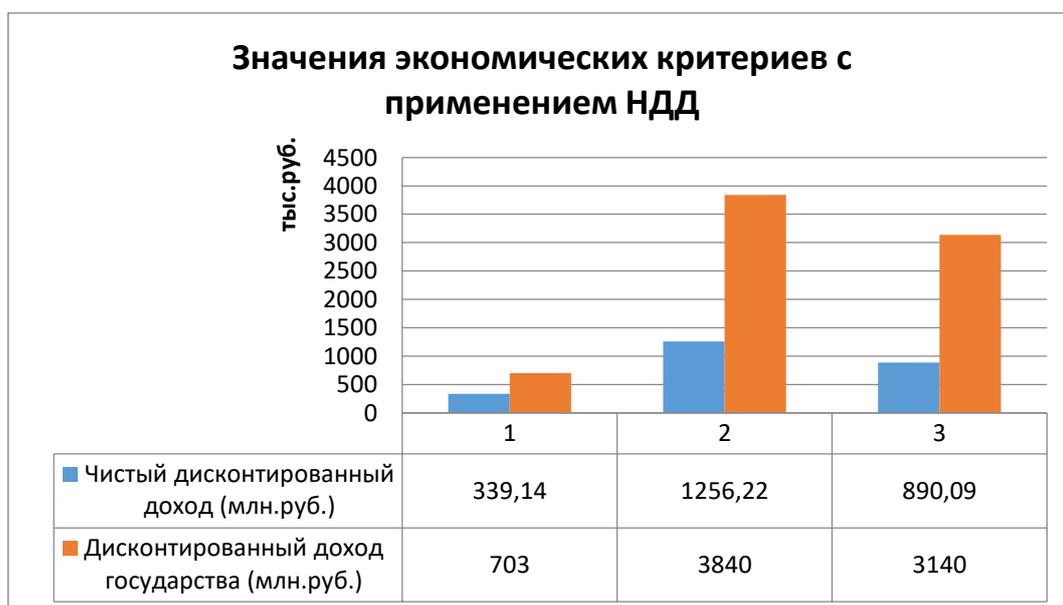


Рис.4 Оценка технико-экономической эффективности освоения объекта с применением НДС

Результаты оценки технико-экономической эффективности освоения объекта с применением НДС с пониженной ставкой и НДС представлена на рисунке 5.

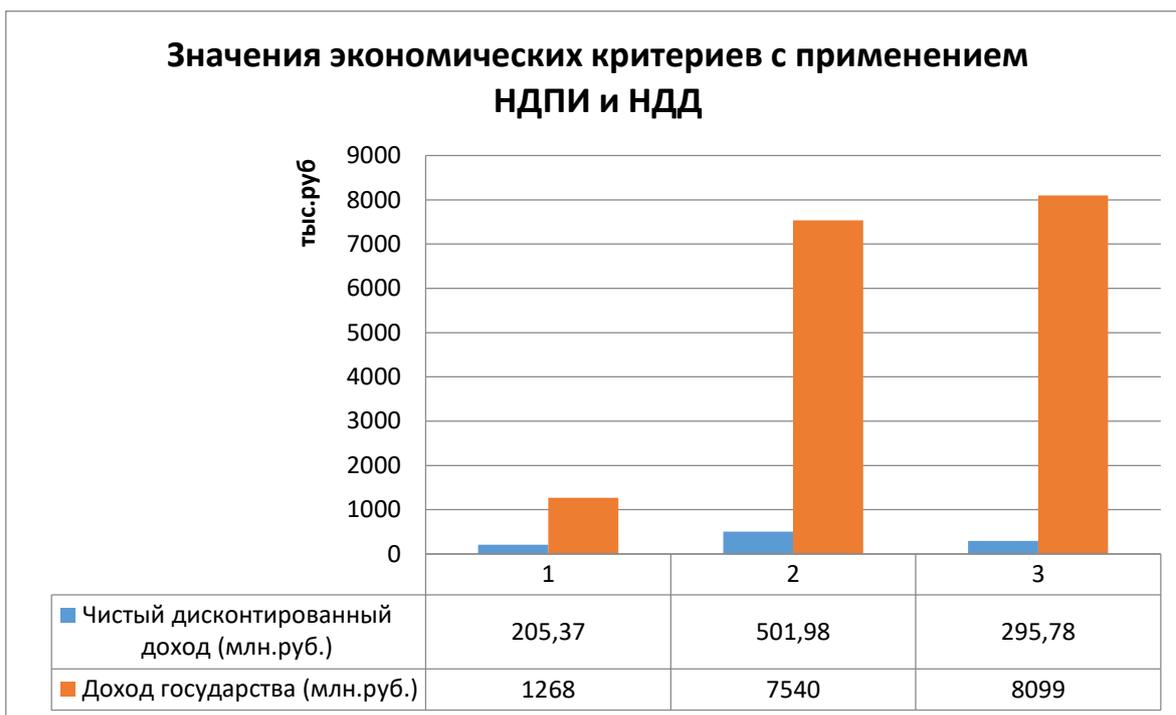


Рис.5. Оценка технико-экономической эффективности освоения объекта с применением НДС и НДС

Анализ результатов расчетов показал, что из трех рассмотренных налоговых режимов наиболее предпочтительным является налоговый режим с применением НДС, который обеспечивает наибольшую величину ЧДД недропользователя и высокий дисконтированный доход государства за проектный срок в 25 лет при норме дисконта 10%.

Статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках государственного задания по теме: «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)» № в РОСРИД 122022800270-0.

#### Список использованных источников

1. Постников А.Л. Проблема добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России и современные методы ее решения //Бурение и нефть. 2018. № 12. С. 48-50
2. Безверхая Е.В., Морозова Е.Л., Медведь Н.В., Виниченко Т.Н.К вопросу о трудноизвлекаемых запасах нефти и о мотивации применения МУН //Нефть. Газ. Новации. 2022. № 2 (255). С. 74-75
3. Закенов С.Т., Нуршаханова Л.К. Трудноизвлекаемые запасы нефти: проблемы и перспективы //Технологии нефти и газа. 2022. № 2 (139). С. 52-54
4. Витязев Я. Д., Савенок О.В. Анализ текущего состояния и перспективы разработки Висового нефтяного месторождения [Электронный ресурс] URL:<http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2021/4/2021-4-231-246.pdf> (дата обращения 2024-03-11)
5. Пономарева И.А, Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах.//М: Наука, 2006–134с.
6. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. –М.: Макс-Пресс, 2020. –248 с.
7. Налоговый кодекс Российской Федерации. Части первая и вторая: текст с посл. изм. и доп. на 1 февраля 2022 г [Электронный ресурс]. URL:[https://nalog.garant.ru/fns/nk\\_](https://nalog.garant.ru/fns/nk_)(дата обращения 2024-03-11)
8. Налоговый кодекс РФ (часть вторая) от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 18.03.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.04.2023)Статья 342. Налоговая ставка [Электронный ресурс] URL:[https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_28165/b0945496f341b2d7e1f79e0bc9dd4e4522a466b1/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/b0945496f341b2d7e1f79e0bc9dd4e4522a466b1/)(дата обращения 2024-03-11)

**Сведения об авторах:**

Богаткина Юлия Геннадьевна, к.т.н, в.н.с.ubgt@mail.ru Россия, Москва, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт Проблем Нефти и Газа Российской Академии Наук (ИПНГ РАН), тел. 8-909-637-51-19

Сарданашвили Ольга Николаевна, к. т. н, с. н. с., o.sardan@mail.ru Россия, Москва, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт Проблем Нефти и Газа Российской Академии Наук (ИПНГ РАН), тел. 8-916-610-80-99

## ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Ю.Г.Богаткина (ИПНГ РАН), О.Н.Сарданашвили (ИПНГ РАН)

Применение экономического моделирования и современных информационных технологий для оценки эффективности инвестиционных нефтегазовых проектов, могут предоставить в распоряжение руководителей нефтегазодобывающих компаний программный инструментарий для выполнения оперативной технико-экономической оценки эффективности инвестиционных проектов с целью проведения долгосрочного прогнозирования и анализа различных вариантов разработки нефтегазовых месторождений.[1]

В настоящее время многие зарубежные фирмы, специализирующиеся на разработке прикладного программного обеспечения для моделирования процессов изучения и освоения месторождений, включают в свои пакеты специальные модули «оценки бизнеса» (Shlumberger, Landmark, Roxar, Questor и др.). Это позволяет проводить расчеты и принимать решения с учетом всех стадий изучения и освоения углеводородных объектов – от подготовки запасов до реализации добытого сырья, ориентируясь на критерий доходности. В качестве дополнительного программного инструментария к этим пакетам была разработана интеллектуально-логическая система (ИЛС) «ГРАФ», содержащая базы знаний расчетных технико-экономических показателей и налоговых моделей стран-недропользователей. Базы знаний разрабатывались в течение последних двух десятков лет в ИПНГ РАН и основаны на опыте технико-экономической оценки освоения месторождений нефти и газа как у нас в стране, так и за рубежом[1,2]. Система позволяет осуществлять прогноз технико-экономических показателей изучения и освоения углеводородных объектов с учетом различных налоговых механизмов, а также оценку экономических рисков инвестиционных прогнозов с применением нечетких методов.

Сложность экономического моделирования по вариантам разработки месторождений заключается в начальном сборе информации и постоянном ее обновлении, так как каждое месторождение индивидуально и имеет свои геолого-технологические особенности разработки, различные варианты и нормативы капитальных и эксплуатационных затрат, а также налоговые модели. Структура экономических вычислений является иерархической и может меняться в зависимости от степени изученности и разведанности месторождений, а так же от возможного изменения объемов и содержания исходной геолого-технологической и экономической информации.

Основные направления затрат, а также экономические критерии в составе методики представлены на рис. 1.

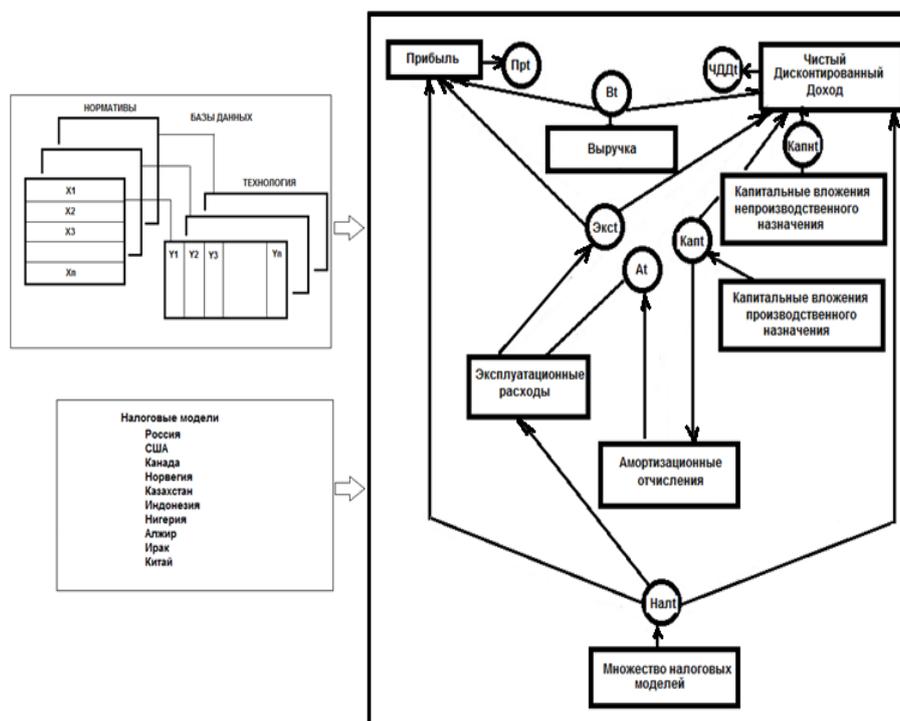


Рис.1 Принципиальная схема технико-экономического моделирования

Применяемые в этой системе технологии позволяют формировать модель предметной области с использованием двудольных семантических сетей связанных с технологическими базами данных и экономическими базами данных удельных норм затрат и налогов по различным вариантам разработки месторождений нефти и газа [1,2].

Результатом моделирования является выявление наиболее рационального варианта разработки месторождения, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды.

*Функциональные возможности системы* включают:

- использование современной методики расчета, основанной на имитации потока реальных денег;
- широту набора исходных экономических показателей, используемых для оценки проекта;
- разнообразие сценариев реализации проекта на основе применения семантических сетей;
- возможность проведения расчетов в различной валюте;
- возможность и способы учета неопределенности и рисков;
- возможность сохранения в памяти компьютера приемлемых вариантов расчета для последующего сравнения и окончательного отбора и др.

*Удобство пользовательского интерфейса* предполагает:

- упрощение и минимизацию трудоемкости ввода информации;
- возможность защиты от ошибок при вводе;
- наглядность результатов;
- достаточный объем графической информации и др.;
- возможность автономной работы системы, что не исключает интеграцию с применяемыми в отрасли САПР по разработке месторождений.

Диалоговый интерфейс позволяет собирать, обрабатывать, хранить, анализировать и интерпретировать информацию об инвестиционном проекте с целью его технико-экономической оценки. Через интерфейс осуществляется доступ к входной информации (БД, БЗ, инструкции, шаблоны данных) и выходной информации в виде отчетных форм и пр. Обработанная ИЛС информация в наглядной форме посылается пользователю-эксперту (лицу или лицам, принимающим решения). В системе существует механизм обратной связи, который контролируется экспертом, инженером по знаниям и программистом. Итерационный процесс принятия решений по инвестиционному проекту приводит пользователей системы к оптимальным и взаимосогласованным решениям на основании заложенных в систему технико-экономических моделей.

На рис. 2 и 3 представлены шаблоны для ввода исходных технико-экономических показателей по вариантам разработки месторождений углеводородов.

На рис.4 представлена одна из семантических моделей расчета технико-экономических показателей в виде двудольной семантической сети.

Одни доли (вершины квадраты) содержат расчетные формулы, вторые доли (вершины круги) содержат параметры, входящие в расчетные формулы. Следует пояснить, что красные вершины соответствуют неизвестному значению, а желтые вершины соответствуют известному значению в составе формул. Через голубые вершины осуществляется связь с другими семантическими сетями.

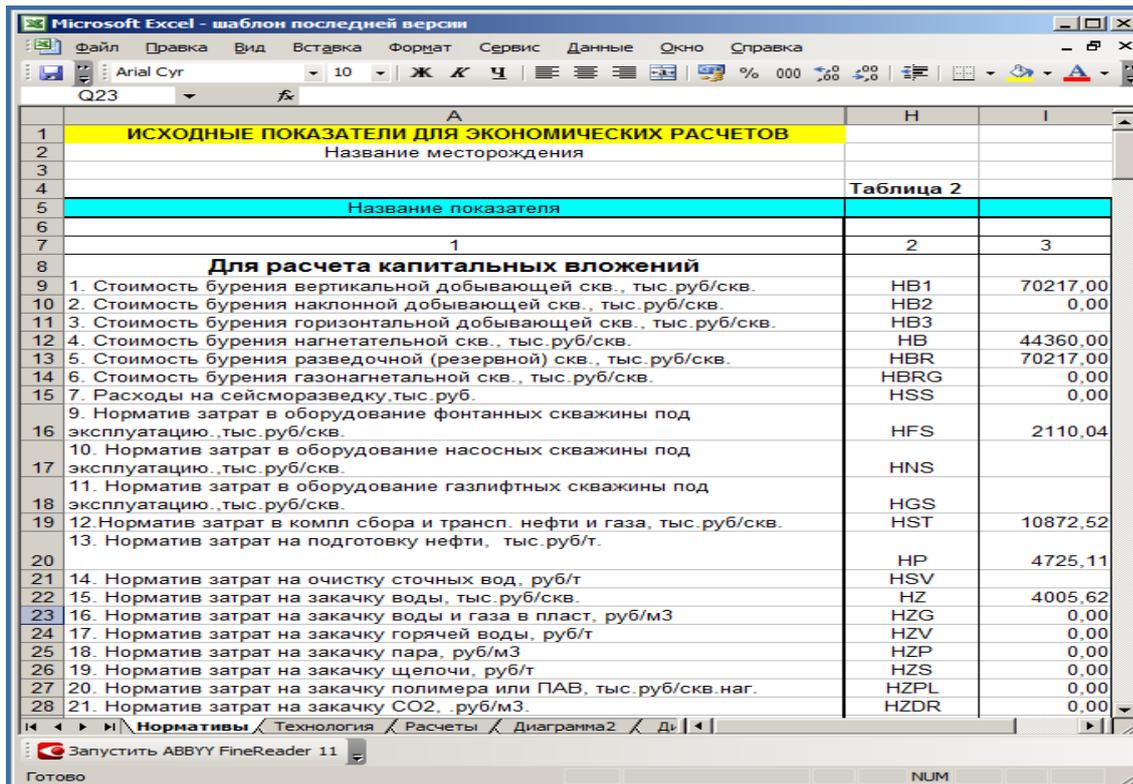
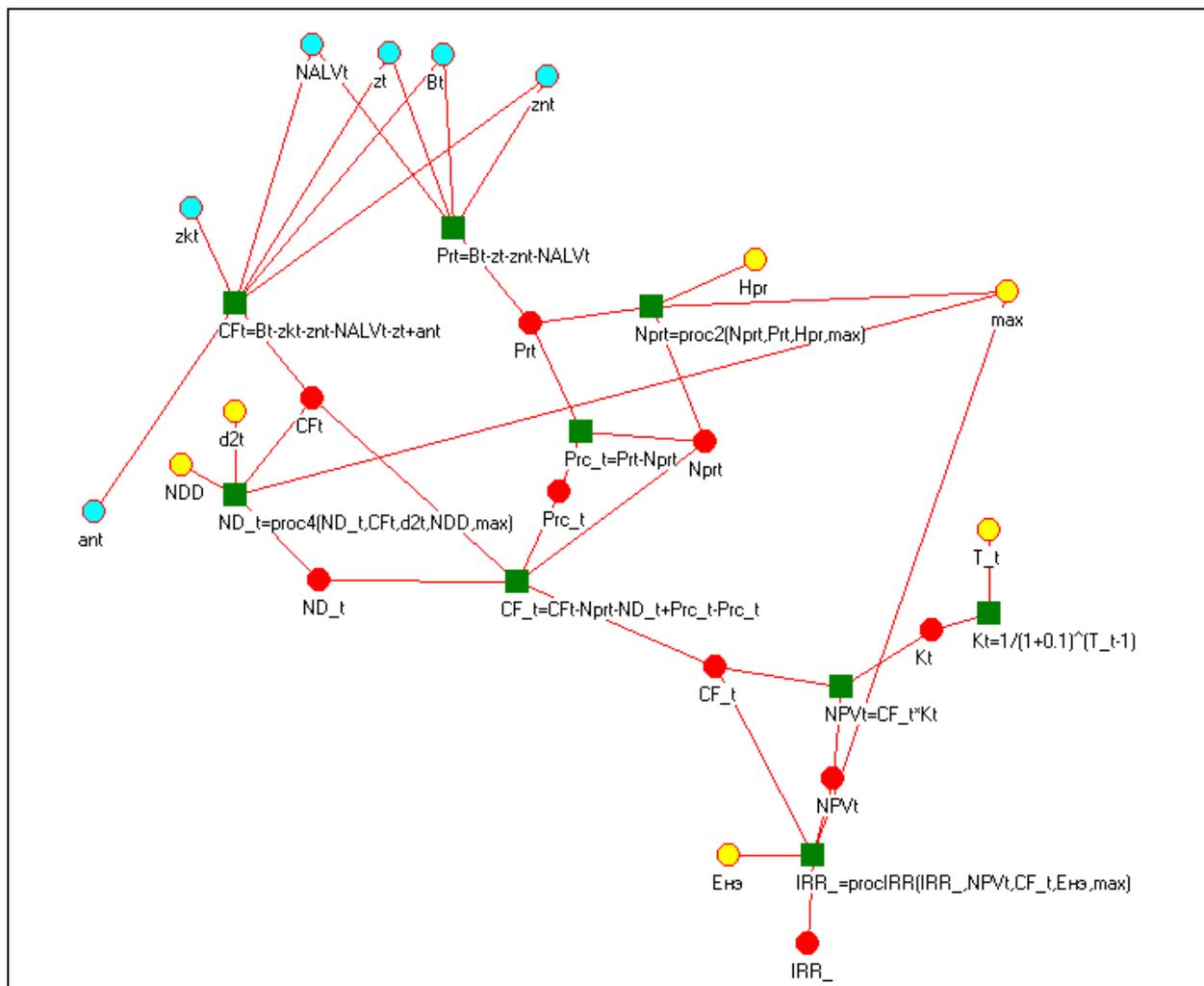


Рис.2 Шаблон с исходной технико-экономической информацией

Рис. 3.Шаблон с исходной технологической информацией

Исходные технологические показатели																				
Таблица 1																				
Годы и периоды	ввод скважин из бурения								ввод скважин в эксплуатацию			Действующий фонд добывающих скважин	Действующий фонд нагнетательных скважин	Годовая закачка			Годовая добыча			
	добыв.	верт.	накл.	гориз.	нагнет.	верт.	гориз.	газово.	разв.	фонтанн.	насосны.			газлифт.	водн.	газа	раб. агента	нефти	жидкости	газа
	днет	дне1т	дне2т	дне3т	дннт	днн1т	днн2т	днгнт	днрт	днефт	днен			днгст	ндт	ннт	qzt	qzgt	qzrat	Qнф
2005	3	3							1		2		3		0			11,2000	11,2000	0,4000
2006	3	3								3			6		0			45,7000	45,7000	1,8000
2007	4	4			1	1							10		1	67,6000		78,0000	78,6000	3,0000
2008	4	4			1	1							14		2	135,30		107,0000	109,2000	4,2000
2009													14		2	135,50		115,7000	126,8000	4,5000
2010													14		2	135,60		106,5000	128,1000	4,2000
2011													14		2	135,70		96,8000	126,8000	3,8000
2012													14		2	135,90		88,2000	125,8000	3,4000
2013													14		2	136,00		78,5000	124,3000	3,1000
2014													14		2	136,10		70,8000	125,6000	2,8000
2015													14		2	136,30		67,1000	126,8000	2,6000
2016													14		2	136,40		62,4000	128,1000	2,4000
2017													14		2	136,50		55,5000	129,4000	2,2000
2018													14		2	136,70		62,8000	130,7000	2,1000
2019													14		2	136,80		44,8000	132,0000	1,7000
2020													14		2	136,80		29,2000	133,3000	1,1000
2021													14		2	137,00		11,7000	134,6000	0,5000



Семантическая модель расчета технико-экономических показателей.

Отдельно рассмотрим модель оценки рисков, входящую с состав ИЛС на примере одного из месторождений Ненецкого округа. При оценке вариантов в многостадийном проектировании разработки месторождений учитывается влияние риска, позволяющего уточнить эффективность и надежность технико-экономических решений в условиях особенности работы нефтегазодобывающего производства. К ним относятся: недостоверность геолого-промысловых параметров, недоразведанность месторождения, качество строительства скважин, высокая капиталоемкость, недостаточная обоснованность прогноза динамики добычи нефти и коэффициентов нефтеотдачи, сложность в определении предстоящих затрат и цен в условиях непредсказуемости рыночной конкуренции. Применение теории нечетких множеств (ТНМ) позволит решить эту проблему, формируя полный спектр сценариев по оценке инвестиционного проекта. Этот метод применен в разработанной ИЛС «Граф» с целью оценки риска при реализации нефтегазовых проектов [1,8]. Система позволяет просчитать возможные рисковые ситуации рассматриваемого инвестиционного проекта в виде таблицы. Использование нечетко-интервального метода дает возможность получить численную оценку рискованности проекта, определить степень влияния факторов риска на его эффективность.

Одним из основных экономических критериев оценки является величина чистого дисконтированного дохода (ЧДД). В качестве оценочного показателя в системе используется «треугольное нечеткое число» ( $\alpha_1$ ), которое находится в диапазоне  $[ЧДД_{min}, ЧДД_{max}]$ , а также принимается, что значение  $ЧДД_0$  является величиной чистого дисконтированного дохода полученного без отклонений регулирующих параметров по проекту. Расчет  $\alpha_1$  выполняется по формуле (1):

$$\alpha_1 = \begin{cases} 0 & \text{при } G < ЧДД_{\min}; \\ \frac{G - ЧДД_{\min}}{ЧДД_0 - ЧДД_{\min}}, & \text{при } ЧДД_{\min} < G < ЧДД_0; \\ 1, & \text{при } G = ЧДД_0; \\ \frac{ЧДД_{\max} - G}{ЧДД_{\max} - ЧДД_0} & \text{при } ЧДД_0 < G < ЧДД_{\max}; \\ 0, & \text{при } G \geq ЧДД_{\max}; \end{cases} \quad (1)$$

Это число может формироваться системой при отклонении регулирующих параметров по проекту, к которым относится процентное изменение прогнозов добычи углеводородов, изменение цен на продукцию, изменение величины капитальных и эксплуатационных затрат. Таким образом, нечеткое треугольное число имеет вид  $(ЧДД_{\min}, ЧДД_0, ЧДД_{\max})$ . Зададимся множеством значений ЧДД для анализа эффективности инвестиционного проекта по действующей модели российского налогообложения. На основании таблицы 1, в которой представлены данные по расчету технико-экономических показателей одного из месторождений Ненецкого округа, построим треугольную функцию принадлежности нечеткого числа ЧДД ( $\alpha_1$ ).  
Таблица 1-Многовариантный расчет ЧДД Мусюршорского месторождения на начало 2012 года

Колебания показателей (+,-)	ЧДД тыс.руб	$\alpha_1$ Д.ед.
1	2	3
Изменение добычи нефти		
-20%	-22780.87	0
-15%	94386.78	0,25201
-10%	210684.25	0,50214
0%	442157.75	1
10%	672450.10	0,49854
15%	787147.48	0,24878
20%	901397.95	0
Влияние изменения цен на внешнем рынке		
-20%	-7184,10	0
-15%	105989,01	0,27696

Окончание табл.1

1	2	3
-10%	218419.07	0,51878
0%	442157.75	1
10%	664819.10	0,51515
15%	775739.98	0,27362
20%	886200.60	0,03309
Влияние изменения капитальных затрат		
-20%	639153.56	0,57104
-15%	590050.62	0,67796
-10%	540850.34	0,7851
0%	442157.75	1
10%	343075.78	0,78689
15%	293388.79	0,68002
20%	243604.45	0,57295
Влияние изменения эксплуатационных затрат		
-20%	504400.90	0,86446
-15%	488858.28	0,89831
-10%	473291.44	0,93221
0%	442157.75	1
10%	411024.06	0,93304
15%	395457.21	0,89956
20%	379890.37	0,86607
MAX	901397.95	$\alpha_1$ ср
MIN	-22780,87	0,59238

График функции  $\alpha_1$  представлен на рис.5.

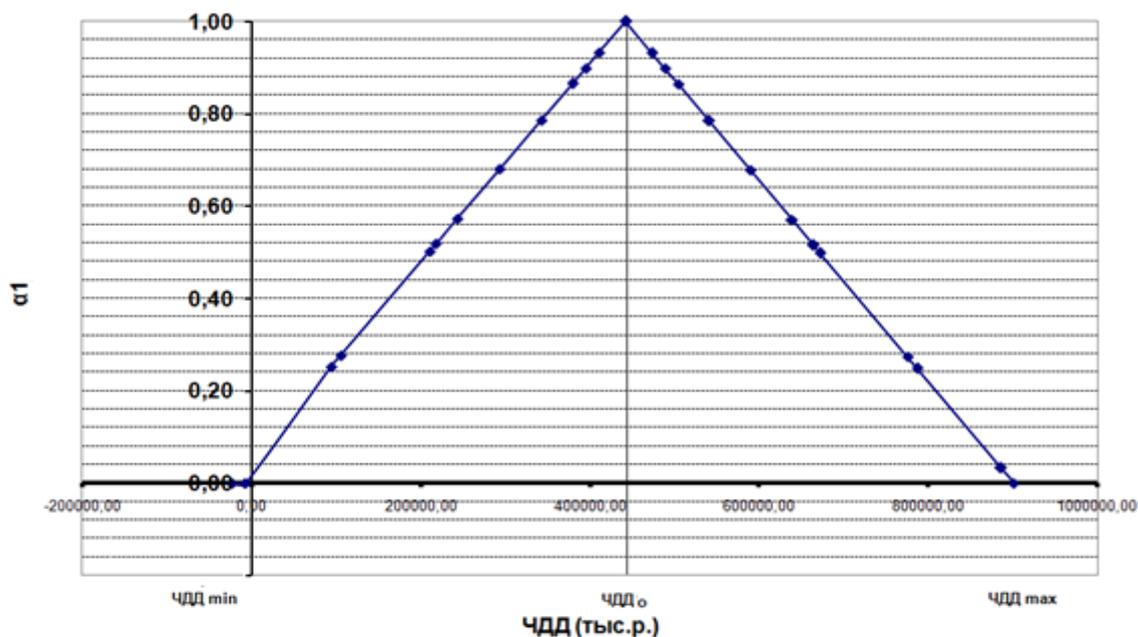


Рис 5  
Треугольная

функция принадлежности нечеткого числа ЧДД

По горизонтальной оси отражено изменение значения ЧДД относительно значения ЧДД<sub>0</sub>, по вертикальной оси вероятность  $\alpha_1$  возникновения значения ЧДД. Функция принадлежности построена на основании формулы 1. Показано, что эта функция содержит множество значений ЧДД при отклонении регулирующих показателей и вероятности возникновения значения ЧДД на интервале [0,1]

Отметим, что главным ограничением по проекту является отрицательное значение ЧДД, что свидетельствует об убыточности проекта, а граничным значением эффективности проекта является величина ЧДД $\approx$ 0. Для количественной оценки риска применим показатель устойчивости проекта, который определяется как среднее значение  $\alpha_1$ . Обозначим этот показатель как  $\alpha_{1cp}$ . Чем выше показатель  $\alpha_{1cp}$ , тем устойчивее проект. При отрицательных значениях ЧДД показатель  $\alpha_1$  принимает нулевое значение. В примере показатель  $\alpha_{1cp}$  принимает значение 0,6, что свидетельствует об эффективности рассматриваемого варианта и его низком экономическом риске.

Разработанная ИЛС «ГРАФ» позволяет решать широкий спектр вопросов от подготовки данных до анализа и интерпретации результатов расчетов, а также значительно сократить время сбора исходной информации и время составления алгоритмов расчета технико-экономических показателей по вариантам разработки месторождений нефти и газа в автоматизированном режиме. Она была апробирована на многих месторождениях России и зарубежных месторождениях.

Статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках государственного задания по теме: «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)» (№ в РОСРИД 122022800270-0).

#### Список использованных источников

1. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, 2020. –248 с.
  2. Пономарева И.А, Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах. –М.: Наука, 2006. – 134с.
  3. Поспелов Г.С. Искусственный интеллект - основа новой информационной технологии. –М: Наука, 1988. – 280с.
  4. Поспелов Д.А. Ситуационное управление: Теория и практика. – М: Наука, 1986. – 88с.
  5. Романов В.П. Интеллектуальные информационные системы в экономике: Учебное пособие / Под ред. д.э.н., проф. Н.П. Тихомирова. – М.: Издательство «Экзамен», 2003. – 496 с.
  6. Хорошевский В.Ф. Разработка и реализация экспертных систем - инструментальный подход // Известия АН СССР, сер. Техническая кибернетика. 1986. №5. С.100-114
- Вагин В.Н. Дедукция и обобщение в системах принятия решений. –М.: Наука, 1988. –

384 с.

7. Недосекин А.О. «Оценка риска инвестиций по NPV произвольно-нечеткой формы». – СПб., 2004. – 200 с.

**Сведения об авторах:**

Богаткина Юлия Геннадьевна, к.т.н, в.н.с.ubgt@mail.ru Россия, Москва, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт Проблем Нефти и Газа Российской Академии Наук (ИПНГ РАН), тел. 8-909-637-51-19

Сарданашвили Ольга Николаевна, к. т. н, с. н. с., o.sardan@mail.ru Россия, Москва, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт Проблем Нефти и Газа Российской Академии Наук (ИПНГ РАН), тел. 8-916-610-80-99

## **ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ И БИТУМОВ – ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ, ИННОВАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ МАЛОГО И СРЕДНЕГО БИЗНЕСА**

*Пунанова Светлана Александровна,  
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, pupanova@mail.ru*

### ***Аннотация***

Природные битумы и тяжелые высоковязкие нефти, как правило, обогащенные металлами, являются нетрадиционными источниками углеводородного сырья вследствие отсутствия или неразвитости технологий, обеспечивающих их рентабельное освоение. Промышленно ванадиевоносные скопления-мегарезервуары, аккумулирующие гигантские запасы углеводородов (УВ), рассматриваются как комплексное сырье добычи нефтяных и сопутствующих им металлов. Рассмотрены количественные показатели распределения металлов в нефтях и природных битумах Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ). На примере нефтей месторождения Северные Бузачи предложены некоторые экономически рентабельные методы деметаллизации и извлечения из них ванадия, являющиеся приоритетным направлением инновационных технологий малого и среднего бизнеса.

***Ключевые слова:*** природные битумы и тяжелые высоковязкие нефти, малый и средний бизнес, скопления-мегарезервуары, комплексное сырье, ванадиеносные нефти и битумы.

### ***Введение***

Приоритетный подход к поиску и разработке нефтяных ресурсов – это системный подход к оценке перспектив нефтегазоносности регионов, который охватывает разведку и разработку глубоких горизонтов в традиционных коллекторах, а также в плохопроницаемых коллекторах с нетрадиционными ресурсами. С учетом рекомендаций академика А.Э. Конторовича рекомендуется усилить направления развития нефтегазового комплекса России за счет технологий поисков, разведки и разработки месторождений традиционной нефти и освоения залежей нетрадиционной нефти (сланцевая нефть, тяжелая нефть, природные битумы и др.), учитывая при этом все запасы нефтяных залежей, включая не только кондиционные пласты и пропластки, но и нефть во всех нефтесодержащих породах.

### ***Мегарезервуары в нетрадиционных коллекторах, аккумулирующие промышленно ванадиеносные тяжелые нефти и природные битумы***

Битумные пески, а также тяжелые окисленные гипергенно преобразованные высоковязкие нефти характеризуются огромными запасами УВ и являются мегарезервуарами. Такие скопления известны в Волго-Уральском (Республика Татарстан), Тимано-Печорском, Прикаспийском (Республика Казахстан), Западно-Сибирском, Восточно-Сибирском, в Западно-Канадском, Венесуэльском и др. НГБ (рис. 1) [1].

Природные битумы и тяжелые высоковязкие нефти, обогащенные металлами, относятся к нетрадиционным источникам УВ сырья и интенсивно осваиваются во всем мире.

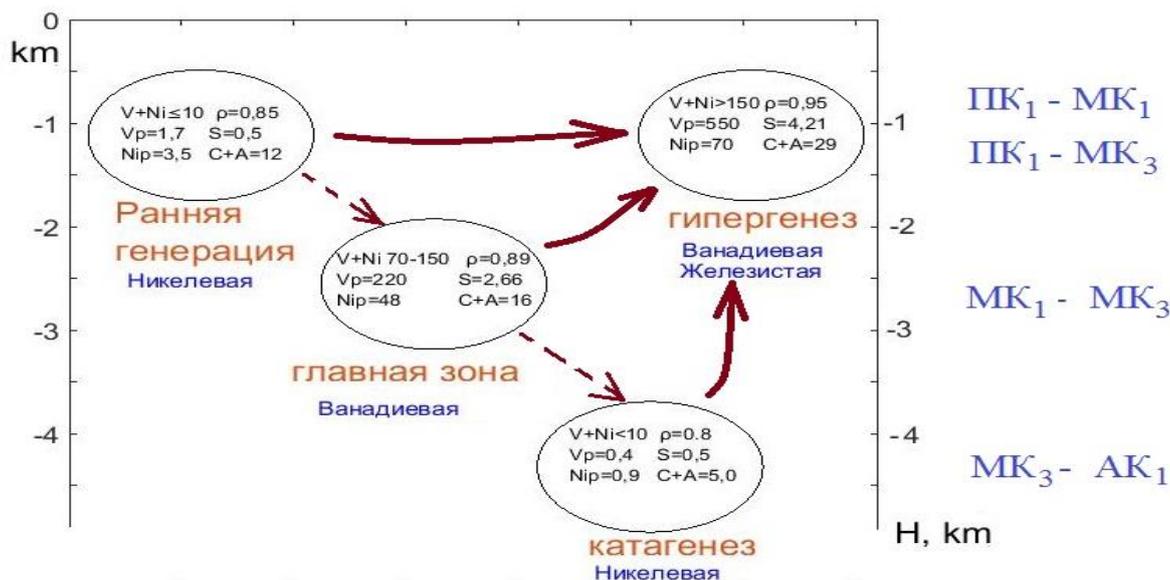
Ресурсы тяжелой нефти и битума в значительной степени являются результатом естественной деградации исходной традиционной нефти. Это битумные пески, а также тяжелые окисленные гипергенно преобразованные высоковязкие нефти, приуроченные к неантиклинальным ловушкам эрозионных врезов, как правило, на небольших глубинах (обычно < 200 м, максимум до 2000 м) [2]. Образование скоплений происходит при потере целостности покрывающей породы, что связано со значительной эрозией, созданием несогласий (например, процесс субмелового несогласия на меловые нефтеносные пески в Западно-Канадском НГБ), с разломами и трещинами; в ряде случаев для карбонатных вмещающих пород – с процессами закарстования (например, на битумном месторождении Гросмонт на северо-востоке Альберты). Наиболее часто образование таких скоплений приурочено к тектоническим плитам, которые расположены в континентальных мультициклических окраинных бассейнах и континентальных рифтовых бассейнах.



Рис. 1. Нефтегазоносные бассейны России с тяжелыми ванадиевыми нефтями [1]

Восходящие движения в НГБ, как регионального, так и локального плана и активная субвертикальная или восходящая латеральная миграция нефтей по пластам, открытым к зонам гидрогеологической разгрузки, способствуют попаданию нефтей в зоны гипергенеза. Основная движущая сила этих процессов – геодинамическая активность НГБ. Так, в Западно-Канадском НГБ амплитуда воздымания осадочного чехла в кайнозой составляет 2000 м, а в Восточно-Венесуэльском 1800 м.

Место гипергенно преобразованных нефтей в общем цикле онтогенеза УВ систем показано на рис. 2.



$V+Ni$ , г/т;  $S$ ,  $C+A$  - сера, смолы и асфальтены, %;

$Vp$ ,  $Nip$  - ванадиевые и никелевые порфирины, г/т;  $\rho$  - плотность

Рис. 2. Схема преобразования нефтей в природе и металлогения нафтидов [3]

В Волго-Уральском НГБ [4-5] месторождения тяжелых металлоносных нефтей связаны с палеозойскими отложениями нижнего и среднего карбона. Большинство залежей тяжелых нефтей в провинции сосредоточено в пределах Татарского свода, Мелекесской впадины, Бирской седловины, Башкирского свода. Нефть бобриковского горизонта Нурлатского месторождения (восточный борт Мелекесской впадины) содержит 500 г/т ванадия. На расположенном там же Бурейкинском месторождении нефть из бобриковского горизонта содержит до 308 г/т ванадия. Арланская нефть (Бирская седловина) – до 110,2 г/т, а на Азнакаевском участке Ромашкинского месторождения (южная вершина Татарского свода) в нефти из каменноугольных отложений обнаружено до 235 г/т ванадия. Выявлены уникальные содержания ванадия (г/т) в нефтях Ульяновской области на месторождениях Енорускинское (г/т) – 1162, Кондаковское – 918 и Зимницкое – 972. Высокие содержания ванадия отмечены в Тимано-Печорском НГБ (месторождения Ярега, Западный Тэбук, Средняя Макариха, Салюка). Нами были подсчитаны балансовые запасы некоторых

металлов (категорий А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>) на этих месторождениях, которые составляют в тоннах соответственно для ванадия: 21321; 11224; 13295,2 и 6604,4; никеля: 11478,6; 5300, 5817 и 4403; свинца: 32,8; 7,8; 24,9 и 29,3.

Природные битумы пермских отложений Волго-Уральского НГБ также характеризуются повышенными концентрациями МЭ. На рис. 3 представлены концентрации ванадия, никеля и соотношений V/Ni в природных битумах от нижнепермских до казанского яруса верхнепермских отложений. Максимальные средние концентрации V и Ni выявлены в битумах нижнепермских отложений (V = 910 г/т; Ni = 177 г/т).

#### Месторождения

1 – Сугушла;

2 – Ашальчи;

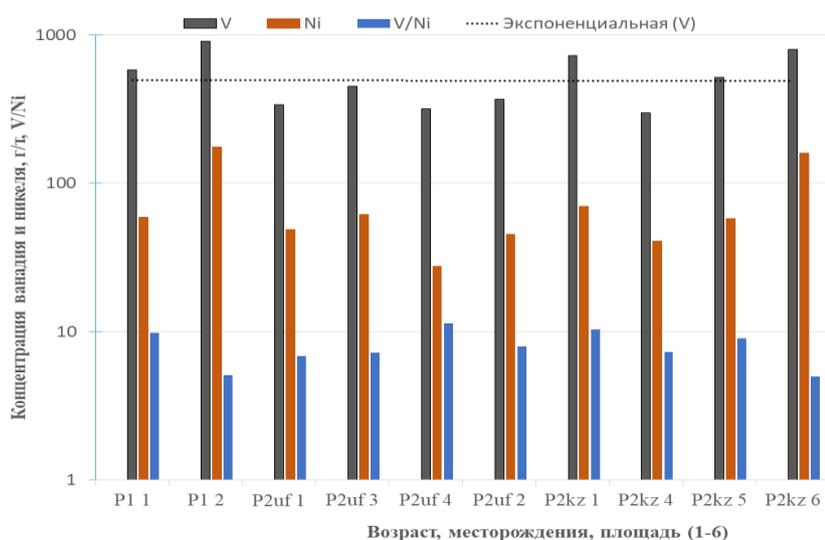
3 – Шугурово;

4 – Мордовская Кармалка;

5 – Аксубаев.

Площадь Кондурчинская – 6

Рис. 3. Содержание V и Ni (г/т) в битумах из пермских отложений Татарстана (по аналитическим данным Г.П. Каюковой, Г.В. Романова, Р.Х. Муслимова и др.).



Каустобиолиты, в которых концентрации металлов-микроэлементов (МЭ) обеспечивают их промышленное производство, называют термином «металлоносные». (табл. 1). Металлы накапливаются в основном в тяжелой части нафтидов и связаны со смолисто-асфальтовыми компонентами. Обнаруженные концентрации МЭ в золе нефтей и природных битумах отдельных месторождений столь высоки, что оказываются вполне сопоставимыми с концентрациями металлов в рудах, при которых их извлечение является рентабельным. Из всех МЭ наибольшее практическое значение при сегодняшней изученности в качестве рудной составляющей в нефтях имеет V, вероятно Ni, U, Mo, а в углях Ge, U, возможно, Y, La, Ce. По сравнению с содержанием в нефтях концентрация V в нефтяном коксе может возрасти в 10, а в золе кокса в 800 и более раз. Это позволяет рассматривать некоторые месторождения металлоносных

каустобиолитов как промышленный объект комплексного извлечения не только углеводородов, но и металлов.

Это направление изучения МЭ состава каустобиолитов предопределяет и следующие задачи научных исследований, столь приоритетные для малого и среднего бизнеса:

- выявление залежей с повышенными концентрациями ряда промышленно важных металлов для последующего их извлечения;
- установление закономерностей пространственного размещения месторождений с повышенными содержаниями МЭ;
- уточнение представлений о формах соединений МЭ в нетрадиционных залежах природных битумов, тяжелых сверхвязких нефтях и продуктах их переработки;
- разработка способов извлечения металлов из высокообогащенных нафтидов;
- контроль экологической ситуации в регионах, где идет разработка месторождений каустобиолитов с повышенным содержанием потенциально токсичных МЭ.

МЭ	Содержание МЭ в золе нефтей ( $\text{Э}_i$ )	Кларки элементов в глинистых породах ( $\text{К}_i$ )	Соотношение $\text{Э}_i/\text{К}_i$
As	234	13	18
Co	320	19	16,8
Cr	487	90	5,4
Cu	370	45	8,2
Mo	1216	2.6	468
Ni	28000	68	412
V	73300	130	564
Pb	0,6	20	0,03
U	150	2	75
Zn	2360	95	24,8
La	6,4	92	0,069
Ag	0,46-10,8	0,05*	9,2-216
Au	0,02-1,75	0,002*	10-875
Re	0,04-5,4	0,004*	10-1350

Табл. 1. Обогащение золы металлоносных нефтей микроэлементами (г/т) [6]

\* Содержание МЭ в земной коре.

### **Переработка ванадиевоносных нефтей, извлечение ванадия**

Процесс переработки тяжелых нефтей и природных битумов с целью извлечения из них промышленно значимых металлов, обладающий высоким инновационным потенциалом при развитии соответствующей техники и технологии, должен быть привлекательным для продвижения малого и среднего бизнеса. Признано, что суммарный экономический эффект от комплексной добычи нефти и металлов из продуктов переработки нефти может существенно возрасти, если наиболее полно извлекать их еще на начальных стадиях технологической цепочки, то есть в процессе добычи и подготовки нефти к транспортировке. При транспортировке УВ сырья по технологическим соображениям тяжелая нефть, содержащая металлы, и легкая нефть смешиваются, что приводит к снижению концентрации металлов [7].

Выбор рациональной технологии переработки нефти и нефтяных остатков является сложной задачей. Предложено много способов извлечения ванадия из нефти – коксование, экстракция, выделение ванадия неорганическими и органическими соединениями, сорбция ванадия на органических и неорганических сорбентах, сорбционно-каталитический, каталитический, электрохимический, извлечение из некоторых побочных продуктов нефтепереработки и др. [6, 7].

Исследования по разработке новых нетрадиционных инновационных технологий выделения ванадия из ванадиевоносных высоковязких нефтей и нефтяного сырья месторождений Северные Бузачи и Каражанбас выполнено в Казахстане [7]. Один из разрабатываемых методов основан на применении центрифугирования и накопления осадка, содержащего ванадий, на этапе подготовки нефти к транспортировке. При разделении суспензии в осадительных центрифугах твердые частицы, имеющие, как правило, большую плотность, чем жидкий компонент, осаждаются под действием центробежной силы в виде кольцевого слоя. Усовершенствованный вариант этих методов приводится в патенте [8]. Выбор оптимальной технологии получения товарных соединений особо ценных МЭ из нафтидов зависит от многих факторов: их исходного содержания, их извлечения и концентрирования в побочных процессах использования органических веществ или золообразующих компонентов (отходов) их переработки, форм соединений МЭ в рассматриваемом побочном продукте, возможности извлечения в товарные продукты нескольких элементов и др. Переработка нефти, отличающейся повышенным содержанием нескольких МЭ (V, Ni, Mo, W, U и др.), осуществляется по специально разработанным технологическим схемам, в которых учитываются технологические особенности каждого элемента [6].

### **Выводы**

Таким образом, при освоении трудноизвлекаемых запасов тяжелой нефти и битумов возникает необходимость решения таких проблем, как интенсификация добычи нафтидов с учетом транспортировки, комплексная переработка добытого сырья и безусловно контроль и мониторинг экологичности процессов добычи и переработки. Важность рассматриваемой проблемы связана еще и с тем, что особым спросом (в

зависимости от целей и возможностей нефтепереработки) будут пользоваться как экологически чистые сорта, так и существенно металлоносные нефти для последующего извлечения промышленно важных металлов. Инновационный потенциал комплекса проблем является приоритетным направлением геологоразведочных работ малого и среднего бизнеса.

**Финансирование.** Работа выполнена по бюджетной тематике ИПНГ РАН (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», № 122022800253-3.

### Список литературы

1. Яценко И.Г. Тяжелые ванадиевые нефти России // Известия Томского политехнического университета. 2012. Т. 321. № 1. С. 105-111.
2. Пуанова С.А., Виноградова Т.Л. Геохимические особенности гипергенно преобразованных нефтей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 10. С. 12-18.
3. Пуанова С.А. Микроэлементы нефтяных бассейнов // Докл. Академии Наук. 2019. № 5. Том. 488. С.103-107.
4. Мухаметшин Р.З., Пуанова С.А. Геохимические особенности нефтей Урало-Поволжья в связи с условиями формирования месторождений // Геология нефти и газа. 2011. № 4. С. 74–83.
5. Мухаметшин Р.З., Пуанова С.А. Нетрадиционные источники углеводородного сырья: геохимические особенности и аспекты освоения // Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 28–32.
6. Шпирт М.Я., Пуанова С.А. Микроэлементы каустобиолитов. Проблемы генезиса и промышленного использования. 2012. Saarbrücken, Germany: Изд-во: Lambert Academic Publishing. 367 с.
7. Мухаметшин Р.З., Нукунов Д., Пуанова С.А. Первоочередные объекты нетрадиционного углеводородного сырья на территории Татарстана и Казахстана // Геоинформатика. 2014. № 2 (50). С. 36–42.
8. Нусупбекова Д.А., Нурмамбетов К.Э., Нурмамбетова Д.Э., Нукунов Д. Способ извлечения металлов из высоковязких нефтей. 2010. Пат. № 23169. Республика Казахстан.

### Сведения об авторе

**Пуанова Светлана Александровна**

Доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник

ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН,

119333 Москва, ул. Губкина, д. 3

e-mail: punanova@mail.ru

+7 916 667 75 56

ORCID ID: 0000-0003-2022-2906

## ОГЛАВЛЕНИЕ

### ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ И ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

<b>О ЗНАЧИМОСТИ ТЕОРИИ СКВАЖИННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ В РАЗВИТИИ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ</b> <i>Лобанков В.М. (УГНТУ, г. Уфа)</i>	Стр. 6
<b>ПРОГРАММНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РОССИЙСКОЙ АППАРАТУРЫ РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА LWD-ГГКЛП-2ННК (-ЗГК) РАЗРАБОТКИ И ПРОИЗВОДСТВА ООО «НПП ЭНЕРГИЯ»</b> <i>Велижанин В.А., Емельянов А.В., Лобода Д.Р., Лобода Н.Г., Лебедев А.В., Меженская Т.Е., Моргун Д.Ю., Цветкова В.Ю., Черменский В.Г. ООО «НПП Энергия» (г. Тверь)</i>	Стр. 10
<b>ИЗМЕРЕНИЕ НЕЙТРОННОЙ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД СО СКВАЖИННОЙ АППАРАТУРОЙ ИННК С D-T И D-D ГЕНЕРАТОРАМИ НЕЙТРОНОВ</b> <i>М.В. Ревякин, А.Г. Амурский, Е.П. Боголюбов ФГУП «ВНИИА им. Н.Л. Духова» (г. Москва)</i>	Стр. 12
<b>О ВЛИЯНИИ ГЛУБИННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕТОДОВ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА НА ТОЧНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН.</b> <i>Дворкин В.И., Лаздин А.Р., Сакаев Р.Ш. ООО НПФ «ГеоКИП» (г. Уфа)</i>	Стр. 13
<b>НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ГИС ДЛЯ ОТКРЫТОГО СТВОЛА И ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИН</b>	
<b>НОВЫЙ СПОСОБ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ РАССТОЯНИЯ, ПРОЙДЕННОГО АВТОНОМНЫМИ СКВАЖИННЫМИ ПРИБОРАМИ ПРИ КАРОТАЖЕ НА ТРУБАХ.</b> <i>Киргизов Д.И. – начальник отдела ГИСТЗС института ТамНИПИнефть ПАО «ТАТНЕФТЬ»</i>	Стр. 16
<b>ТРУБОРЕЗ СКВАЖИННЫЙ ТРС-73</b> <i>Киселев А. В., Терезулов Р. Р. ООО НПО «Геопром» (г. Уфа)</i>	Стр. 17
<b>СТЕНД ДЛЯ АТТЕСТАЦИИ СКВАЖИННЫХ ПРИБОРОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО КАРОТАЖА И ОПРОБОВАНИЯ ПЛАСТОВ НА КАБЕЛЕ И НА ТРУБАХ</b> <i>Шакиров А. А. АО НПП «ВНИИГИС» (г. Октябрьский)</i>	Стр. 21
<b>ЛИТОСКАНЕРНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ.</b> <i>Журавлев Т.Б., Морсаков И.М., Чернов О.С. ООО НТЦ «ГЕОТЕХНОКИН»</i>	Стр. 25
<b>ЦИФРОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, МЕТРОЛОГИЯ, ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИС</b>	
<b>ПРИМЕНЕНИЕ ОПТОВОЛОКОННОЙ ТЕРМОМЕТРИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ НЕКОТОРЫХ ЗАДАЧ РАЗРАБОТКИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»</b> <i>П. Ю. Чудинов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»</i>	Стр. 27
<b>ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ГИС ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАКОЛОННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ ЖИДКОСТИ</b> <i>Д.И. Гафорова, ООО «ТНГ-АлГИС»</i>	Стр. 31
<b>НОВЫЕ ЭТАЛОНЫ ДЛЯ СКВАЖИННОЙ ГЕОФИЗИКИ</b> <i>Лобанков В.М., Аминев А.Ф., Гарейшин З.Г., Григорьев Н.Е., Святохин В.Д. (ООО ЦМИ «Урал-Гео», г. Уфа)</i>	Стр. 33
<b>ОПЫТ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН</b> <i>Еремеев Н.С., Горбачёва А. П., Акинфиев А. В. Управление геологического сопровождения бурения скважин (г. Пермь) ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»</i>	Стр. 36

<b>ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ И АНАЛИЗА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ В СИСТЕМЕ ПРАЙМ</b> <i>Ремеев И.С., Мухаметшин Р.У., Тараторин Н.С., ООО НПЦ «ГеоТЭК», (г. Уфа)</i>	Стр. 42
<b>РАЗРАБОТКА РОССИЙСКОГО ПО ДЛЯ ОБРАБОТКИ СПЕЦИАЛЬНЫХ МЕТОДОВ ГИС</b> <i>Филимонов Антон Юрьевич, Шлюмберже, (г. Москва)</i>	Стр. 45
<b>ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ МЕТОДОМ ЯДЕРНО- ФИЗИЧЕСКОЙ СПЕКТРОМЕТРИИ.</b> <i>Чернолецкий К.В., Журавлев Т.Б., Морсаков И.М. ООО НТЦ «ГЕОТЕХНОКИН»</i>	Стр. 46

**ИННОВАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ МАЛОГО И СРЕДНЕГО БИЗНЕСА  
В РАЗВИТИИ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ  
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ**

<b>УСЛОВИЯ И ФАКТОРЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В НИЖНЕПЕРМСКИХ МЕГАРЕЗЕРВУАРАХ, ЭКРАНИРОВАННЫХ РЕГИОНАЛЬНЫМИ ФЛЮИДОУПОРАМИ В ВОЛГО-УРАЛЬСКОМ НЕФТЕГАЗОНОСНОМ БАССЕЙНЕ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ</b> <i>Утопленников В.К., Ершов А.В., Ефремова А.Д. (ИПНГ РАН)</i>	Стр. 48
<b>БИНАРНЫЕ СЕЙСМОЗАРЯДЫ</b> <i>Ю.Г. Щукин, д.т.н., профессор, генеральный директор ООО «НТЦ «Взрывобезопасность» В.Г. Матюшин, исполнительный директор ООО «СТС-ГеоСервис» А.С. Горшков, руководитель службы качества ООО «СТС-ГеоСервис»</i>	Стр. 51
<b>ОСТРОВ КОЛГУЕВ В БАРЕНЦЕВОМ МОРЕ КАК ОБЪЕКТ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ АРКТИКИ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ</b> <i>Д.Л. Кульпин, научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа Российской Академии Наук</i>	Стр. 53
<b>АНАЛИЗ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ВИСОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b> <i>О.Н.Сарданашвили (ИПНГ РАН), Ю.Г.Богаткина (ИПНГ РАН)</i>	Стр. 59
<b>ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ</b> <i>Ю.Г.Богаткина (ИПНГ РАН), О.Н.Сарданашвили (ИПНГ РАН)</i>	Стр. 64
<b>ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ И БИТУМОВ – ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ, ИННОВАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ МАЛОГО И СРЕДНЕГО БИЗНЕСА</b> <i>Пунанова Светлана Александровна, Институт проблем нефти и газа РАН, (г. Москва)</i>	Стр. 71

XXX НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ИМ. ЛАПТЕВА В.В.  
«НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ»  
Тезисы докладов конференции в рамках Российского Нефтегазохимического Форума и XXXII  
Международной специализированной выставки «Газ.Нефть.Технологии-2024».  
г. Уфа, Издательство ООО «Новтек Бизнес». 2024. с.77, ил.30, табл. 6

ISBN 978-5-6048431-3-0

Научное редактирование – Лобанков В.М.  
Ответственный редактор – Лаптева О.В.  
Художественное оформление – Ткач В.М.

Издательство ООО «Новтек Бизнес»  
450520, Уфимский район, село Нижегородка, ул. Чапаева, д.37/1  
(347) 222-45-11  
[www.novtekbusiness.com](http://www.novtekbusiness.com)

Подписано в печать 15.05.2024г.  
Формат 60x84<sup>1</sup>/16. Усл.печ.л.23,25. Бумага офсетная. Гарнитура Calibri.  
Тираж 130 экз. Заказ № \_\_\_\_\_. Печать методом ризографии.

Отпечатано с оригинал-макета в печатном салоне АмегаПРИНТ  
г. Уфа, 8 Марта, 32/1

ISBN 978-5-6048431-3-0



ООО «Новтек Бизнес», [www.novtekbusiness.com](http://www.novtekbusiness.com)