



РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ
ФОРУМ
34-я международная выставка
ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

УФА
27 МАЯ 2026

НовТек
БИЗНЕС

XXXII НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
им. ЛАПТЕВА В.В.
НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

КОНФЕРЕНЦИИ



Организаторы

При содействии



ЕВРО-АЗИАТСКОЕ
ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЩЕСТВО
(МОО ЕАГО)



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И
ИННОВАЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ
ПАЛАТА
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



АССОЦИАЦИИ «АИС»

Информационные спонсоры



Нефть.Газ.
НОВАЦИИ

КАРОТАЖНИК

Coiled tubing
times



СтартНефтьГаз

БУРЕ И НЕФТЬ

СФЕРА

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ

НЕДРА

ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Offshore [Russia]

OIL & GAS
JOURNAL
RUSSIA

Геофизический
ВЕСТНИК

Коррозия
НЕФТЕГАЗ

НЕФТЯНОЕ
ХОЗЯЙСТВО
WWW.OIL-INDUSTRY.RU

**ТЕЗИСЫ
ДОКЛАДОВ**

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

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

Уфа - 2026

УДК 550.832
ББК 26.2
Ю 13
Н 34

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

Тезисы докладов конференции в рамках Российского Нефтегазохимического Форума и
XXXIV Международной специализированной выставки «Газ.Нефть.Технологии-2026».

г. Уфа, Издательство ООО «Новтек Бизнес». 2026. с.60, ил.17, табл. 6

ISBN 978-5-6048431-4-7

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. 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 978-5-6048431-5-4



ООО «Новтек Бизнес»

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»)
Академии наук Республики Башкортостан

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 ВНИИнефтепромигеофизику. За период 1971-1988 гг. прошёл путь от зав. лаб., зав. отделом, зам. директора до директора ВНИИнефтепромигеофизики. 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 БАСССР», «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» (Уфа, 1997 г.) и в энциклопедию «Геофизики России» (Москва, ЕАГО, 2005г).

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

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЯМЫХ СКВАЖИННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Лобанков В.М.

УГНТУ, ЦМИ «Урал-Гео», г. Уфа, lobankov-vm@mail.ru

Введение

Скважинные измерения параметров нефтегазовых коллекторов относятся к измерениям в неоднородных средах заданной структуры, когда наблюдаются четкие границы раздела сред (например, стенка скважины). Для таких измерений регламентируют типовую структуру с указанием границ раздела. Чтобы измерить параметры одной структурной зоны, требуется измерить параметры соседних структурных зон. Параметры соседних структурных зон рассматриваются как влияющие величины [1, 2].

В современной скважинной геофизике отсчет измеренного значения величины возможен с требуемой точностью, если условия измерений совпадают с условиями калибровки аппаратуры. Шкалу на каротажной диаграмме обычно получают через калибровочную функцию (КФ). Если структура исследуемой неоднородной среды при измерениях не совпадает со структурой среды, принятой при калибровке аппаратуры, то измеренное значение физической величины становится кажущимся [2, 3].

Методика бокового каротажного зондирования (БКЗ) позволяет выполнить измерения удельного электрического сопротивления (УЭС) пласта, УЭС зоны проникновения (ЗП) и диаметра ЗП. Однако это происходит на этапе интерпретации каротажных диаграмм через построение кривых зондирования после каротажа. Поэтому актуальна задача создания технологий прямых измерений параметров пласта, зоны проникновения и скважины сразу в процессе каротажа.

Технология прямых измерений параметров пластов, зоны проникновения и скважины

Измерения называются прямыми, если измеренное значение параметра пласта считывают сразу по шкале каротажной диаграммы.

Измерения параметров пластов и скважин выполняют для типовой структуры с одной, двумя и тремя цилиндрическими границами раздела с использованием многоканальной скважинной аппаратуры с однотипными зондами разной длины.

В таблице показаны измеряемые величины в зависимости от количества границ раздела сред.

Таблица - Измеряемые величины и границы раздела сред

Количество границ	<i>Одна – стенка скважины</i>	<i>Две – стенка скважины и граница ЗП</i>	<i>Три – стенка скважины и внутренняя и наружная стенки трубы</i>
Изменяемые величины	Параметры пласта и скважины	Параметры пласта, зоны проникновения и скважины	Плотность пласта, плотность цемента, толщина колонны

Скважинная аппаратура должна позволять измерения параметров пласта при наличии зоны проникновения, а также обеспечивать возможность прямых измерений параметров зоны проникновения (параметры вещества в зоне проникновения и ее диаметр) [1].

Технология (методика) прямых скважинных измерений включает выполнение последовательных операций, показанных на рисунке.

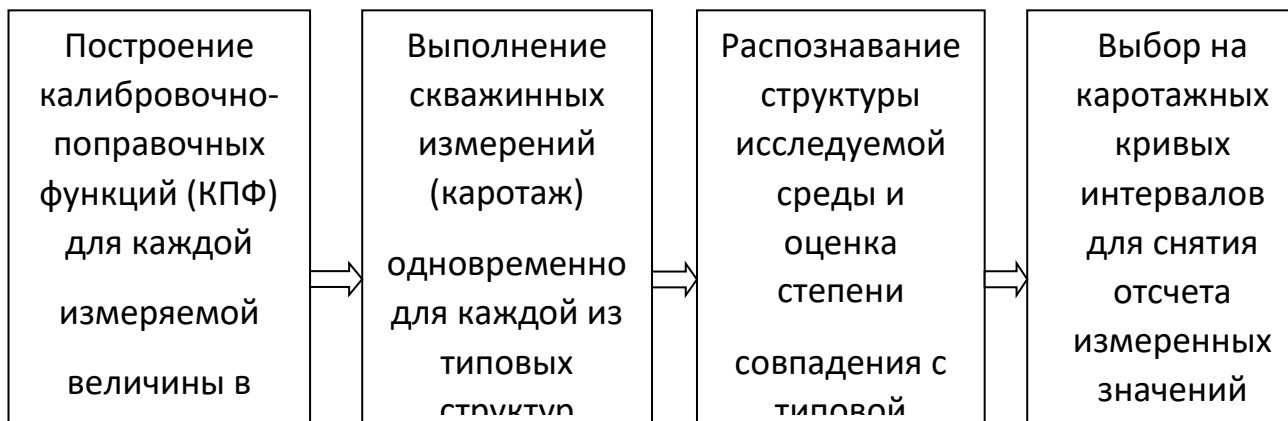


Рисунок - Операции технологии прямых скважинных измерений

Показания аппаратуры зависят и от изменения измеряемой величины, и от изменения влияющих величин. Отсчет измеренного значения параметра пласта выполняется только при фиксированных значениях параметров соседних структурных зон [2].

Таким образом, комплексная скважинная геофизическая аппаратура должна позволять измерять параметры всех структурных зон заданной типовой структуры сразу в процессе каротажа, обеспечивая требуемые показатели точности измерений параметров пластов на нефтегазовых месторождениях на основе КПФ.

Заключение

1. Скважинные **измерения** – это особый вид измерений в макро **неоднородных средах** известной структуры с явными границами раздела. Чтобы измерить параметры одной зоны, надо измерить параметры других зон, влияющих на показания аппаратуры. Аппаратура создаётся и калибруется для конкретной типовой структуры среды.
2. В скважинной геофизике типовыми приняты среды с одной, двумя и тремя цилиндрическими границами раздела. Толщина пласта принимается такой, чтобы влияние соседних пластов (сверху и снизу) было несущественным.
3. Для реализации измерений в среде с одной цилиндрической границей раздела требуется ИС с тремя зондами. Измеряемыми величинами являются параметр пласта, параметр вещества в скважине и диаметр скважины.
4. Для реализации измерений в среде с двумя цилиндрическими границами раздела требуется ИС с 5-ю зондами. Измеряемыми величинами являются параметр пласта, параметр ЗП, диаметр ЗП, параметр вещества в скважине и диаметр скважины.
5. Технология прямых измерений параметра пласта, параметра зоны проникновения и диаметра ЗП сразу в процессе каротажа с учетом их взаимного влияния является инновационной. Для каждого измеряемого параметра строится отдельная КПФ с учетом влияния соседних зон.

Список литературы

1. Лобанков В.М. Новые требования к скважинной аппаратуре для простых и сложных коллекторов / Тезисы докладов 31-й научно-практической конференции им. Лаптева В.В. «Новая техника и технологии для трудно-извлекаемых запасов углеводородов» в рамках Российского Нефтегазохимического Форума и XXXI Международной специализированной выставки «Газ.Нефть.Технологии-2025». г.Уфа, Издательство ООО «Новтек Бизнес». 2025. с. 7-11, www.novtekbusiness.com .
2. Лобанков В.М. Основы проектирования геофизических измерительных систем: учебное пособие / В.М. Лобанков. – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2023. – 201 с.
3. Theys F. Log date acquisition and quality control. - 2-nd edition, Paris, Editions Technip, 1999, 453 p.

РАЗРАБОТКА И ОПРОБИРОВАНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНОГО БАШКОРТОСТАНА С ЦЕЛЬЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Утопленников В.К.

старший научный сотрудник, к.г.-м.н.

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

vutoplennikov@ipng.ru

Нижнепермские залежи нефти Волго-Уральской провинции представляют собой сложный геолого-промысловый комплекс, требующий индивидуального подхода к выбору методов поиска, разведки, разработки и мероприятий по поддержанию пластового режима[1]. Такие залежи расположены в Самарской, Пермской и Оренбургской областях, а также в республиках Башкортостан, Татарстан, Коми и по ряду месторождений накоплен значительный практический опыт, позволяющий выделить типичные закономерности и технологические ограничения их эксплуатации. Коллекторы кунгурских пластов в ряде месторождений сложены оолитовыми доломитами с выраженной трещиноватостью и участками сульфатизации, что формирует сочетание средней пористости и крайне низкой проницаемости, а также наличие локальных зон повышенной проницаемости из которых получены аномально высокие дебиты в отдельных скважинах. Коллекторы артинского, сакмарского, ассельского ярусов представлены в основном известняками и доломитами[2].

Пластовые флюиды большинства залежей характеризуются сравнительно небольшой плотностью и высокой газонасыщенностью, при этом давления насыщения нефти газом близки к пластовым, что обуславливает ранний переход залежей на режим растворённого газа и быстрые понижения пластового давления при отсутствии активной подпитки. Нефти большинства залежей небольшой плотности (800–828 кг/м³). Физико-химические и литологические особенности определяют основные технологические риски: раннее разгазирование, прорывы воды и газа по трещинам, селективную выработку отдельных пластов и сложность организации эффективной технологий поддержания пластового давления.

Анализ процесса эксплуатации по ряду месторождений Самарской области - Мухановскому, Восточно-Черновскому, Ново-Ключевскому, Яблоневскому и другим - показывает, что при традиционных схемах размещения скважин и при применении стандартных мер интенсификации эффект часто оказывается кратковременным или локальным. На Мухановском месторождении, разрабатываемом с 1946 года по треугольной сетке 200 м, начальная эксплуатация велась на режиме растворённого газа; приконтурное заводнение, начатое в 1950 году, привело к незначительному увеличению пластового давления, но из-за развитой трещиноватости наблюдались прорывы воды к забоям добывающих скважин, и общий эффект от заводнения оказался слабым. На Восточно-Черновском месторождении эксплуатация первого кунгурского пласта с 1950 года сопровождалась прорывами газа из газовой шапки и ростом газового фактора до 600 м³/т; соляно-кислотные обработки и гидроразрывы пласта повышали дебиты, но лишь временно, а промышленный эксперимент по закачке пара в 1956 году дал почти двукратное увеличение дебитов, что свидетельствует о потенциале тепловых методов в отдельных случаях, но одновременно подчёркивает их ограниченность при низкой проницаемости и слабой сообщаемости порового пространства. На Ново-Ключевском месторождении, разрабатываемом с 1952 года, также фиксировались низкие дебиты и рост газового фактора до 230–260 м³/т при режиме растворённого газа, что подтверждает общую закономерность: низкая проницаемость и высокая газонасыщенность ограничивают эффективность простых мер интенсификации и требуют комплексных решений.

Яблоневское месторождение, состоящее из одиннадцати смежных куполов, демонстрирует наиболее наглядно взаимодействие геологической неоднородности и технологических мероприятий. В разрезе кунгурского яруса выделяются два продуктивных пласта, разделённые пачкой мергелей и доломитов; разработка этих пластов велась совместно,

плотность сетки по куполам в среднем составляла 5,9 га/скв, а максимальный темп отбора нефти в 1957 году достиг 5,7 % начальных извлекаемых запасов. В этот период в эксплуатации находилось 445 скважин со средним дебитом нефти 3,9 т/сут; значительная часть добычи была получена за счёт методов интенсификации притоков: соляно-кислотные обработки и гидроразрывы дали суммарный прирост порядка 13,1 % извлечённой нефти. Опыт закачки попутного газа в 1959 году показал, что при пониженном пластовом давлении и при наличии трещиноватости закачка газа может приводить к значительному увеличению газового фактора (в 3,2 раза) при минимальном росте добычи (около 5 %), а также к прорывам газа по трещинам, что делает такой метод низкоэффективным в трещинно-поровых карбонатных коллекторах с низким Рпл. В то же время промышленный эксперимент по заводнению купола 6 в 1956–1957 гг. продемонстрировал, что при введении в эксплуатацию ранее законсервированных скважин и при организации активной сети нагнетательных скважин пластовое давление может восстановиться (с 0,8–1,0 МПа до 1,4 МПа), газовый фактор снизиться (с более 600 м³/т до порядка 50 м³/т), а дебиты увеличиться почти в пять раз. Это подчёркивает главную роль плотности и конфигурации нагнетательной сети для эффективности поддержания пластового давления в условиях неоднородных карбонатных коллекторов.

Системный анализ результатов разработки отдельных куполов Яблоневского месторождения выявил зависимость прироста нефтеотдачи от степени активности системы заводнения, выраженной отношением числа добывающих и нагнетательных скважин, а также от плотности нагнетательных скважин на единицу площади. Нефтеотдача при заводнении, как и при режиме растворённого газа, зависит от плотности сетки скважин: при плотности более 8 га/скв эта зависимость выражена слабее, чем при плотности менее 8 га/скв, что указывает на существование порога эффективности для пространственного распределения скважин. Гидродинамические расчёты и использование характеристик вытеснения позволяют оценить конечную нефтеотдачу в рассматриваемых условиях на уровне порядка 38 %, а текущую нефтеотдачу — около 30,6 %, что свидетельствует о том, что даже карбонатные пласты кунгурского яруса с невысокой поровой проницаемостью при правильной организации разработки могут обеспечить сравнительно высокую нефтеотдачу.

На территории платформенной части Башкортостана нефтегазоносность нижнепермских отложений установлена на Тумбарлинском, Березовском, Бахтинском и Искринском месторождениях, где геологические условия и коллекторские свойства имеют большую неоднородность. Тумбарлинское месторождение в тектоническом плане расположено в пределах Южно-Татарского свода. Усть-Кандызская и Николашкинская структуры представляют собой единый поднятый блок северо-восточного простирания[1]. На Николашкинском поднятии Татарстана при испытаниях скважин Суллинской площади отложения сакмарского яруса показали промышленную нефтеносность: в скв. №268 «А» мощность нефтеносного пласта составила 11,7 м при дебите нефти 4,5 м³/сут, тогда как в других скважинах при совместных испытаниях сакмарских и кунгурских отложений дебиты нефти были значительно ниже, что объясняется ухудшением коллекторских свойств пород в призабойной части скважины[2]. Промышленная нефтеносность Усть-Кандызской структуры связана с оолитовыми доломитами артинского и кунгурского ярусов, которые по структуре варьируют от тонко- и среднезернистых до мелко- и крупнокавернозных, часто с сильной сульфатизацией и включениями углистых и битуминозно-глинистых частиц. Такая литологическая неоднородность определяет как наличие локальных продуктивных зон, так и участки с низкой проницаемостью.

Выполненные испытания скважин на Кулбаевской площади показали широкий спектр притоков: от газа (в скв. №1 Клб — 8352 м³/сут) до минерализованной воды с плёнкой нефти и до значительных притоков нефти из кавернозных доломитов кунгурского яруса (в скв. №4 Клб — 10,2 т/сут). Размеры отдельных залежей пластово-сводового типа могут быть ограниченными (например, 3,5 × 1,1...0,4 км при глубине залегания около 300 м и мощности нефтеносного пласта порядка 9,1 м), а нефтенасыщенные толщины карбонатных коллекторов артинского и кунгурского ярусов изменяются от 0 до 3,0 м, в среднем около 2,2 м. Лабораторные исследования керн показывают диапазон изменения пористости от 0,01 до 0,24 дол.ед., при этом большинство образцов либо непроницаемы, либо имеют проницаемость менее 0,1 мкм², хотя встречаются единичные образцы с проницаемостью до 0,15-0,20 мкм². Такие параметры обуславливают низкие начальные извлекаемые запасы и низкие

коэффициенты извлечения: по некоторым залежам начальные балансовые запасы оценены в десятки тысяч тонн, а начальные извлекаемые — в единицы тысяч тонн при принятом КИН около 0,10.

На Березовском месторождении при опробовании карбонатов артинского яруса получены притоки нефти с высокими дебитами (например, 10 т/сут при депрессии 1,9 МПа), что указывает на наличие пористых доломитов и известняков в кровле артинского яруса, способных обеспечить коммерческую продуктивность при благоприятных условиях. В то же время анализ проб нефти из отдельных скважин показывает, что состав пластовой нефти может существенно варьировать: по одной из проб нефть характеризовалась как тяжёлая (плотность 933 кг/м³), с повышенной вязкостью (160 мПа·с), высоким содержанием серы (2,3 %) и смол (16,8 %), что дополнительно осложняет технологию добычи и подготовки продукции.

В 1992 году специально пробуренными скважинами 1 и 2 Тарказинско-Чегодаевской площади в Республике Башкортостан была открыта Бахтинская залежь Знаменского месторождения и поставлены запасы на государственный баланс[1-3].

Последующее бурение восьми продуктивных скважин расположенных севернее и восточнее на смежных поднятиях подтвердили региональную нефтегазоносность нижнепермских отложений. По данным разбуривания залежей Тарказинско-Чегодаевской зоны по состоянию на 01.01.2011 года принято на баланс по категориям С₁ и С₂ 54 млн. тонн нефти геологических запасов. При КИН 0,28 принятого условно извлекаемые запасы составляют 15 млн. тонн и они прошли государственную экспертизу ГКЗ «Роснедр». Особенности залежей Тарказинско-Чегодаевской зоны отсутствие подошвенной воды и большие этажи нефтегазоносности.

На Бахтинской залежи промышленные запасы распределены по нескольким пластам кунгурского, артинского и сакмарского ярусов. Пробная эксплуатация, начатая в 1998 году, показала среднесуточную производительность скважин порядка 3–4 м³/сут при механизированной эксплуатации, что отражает ограниченные фильтрационные возможности коллекторов[4].

Практика интенсификации притока и мероприятий по поддержанию гидродинамического режима выявила ряд общих технологических проблем. Откачка часто проводилась с периодическими остановками из-за недостаточной подпитки нефтью из удалённых участков пласта; при форсированных режимах отбора наблюдалось максимальное снижение уровня жидкости в затрубном пространстве, и скважины начинали работать практически одним попутным газом. Это объясняется низкой проницаемостью продуктивных пластов: при больших темпах отбора жидкости подпитка из удалённых зон оказывается недостаточной, что приводит к резкому снижению забойного давления до значений значительно ниже давления насыщения, в результате чего фазовая проницаемость по нефти практически исчезает, а по газу — улучшается. Одновременная эксплуатация нескольких пластов с различной проницаемостью вызывает селективную выработку наиболее проницаемого горизонта, снижение общего пластового давления и межпластовые перетоки, что дополнительно ухудшает схему разработки и требует специальных мер по изоляции и регулированию притоков.

Технологические мероприятия, применявшиеся на практике, включали кислотные обработки, гидроразрывы пласта, тепловые воздействия (закачка пара), приконтурное и площадное заводнение, а также эксперименты с закачкой попутного газа. Каждый из этих методов показал свою эффективность в отдельных условиях, но ни один не оказался универсальным. Кислотные обработки и ГРП часто повышали дебиты за счёт восстановления проницаемости призабойной зоны и раскрытия трещин, однако эффект носил временный характер, особенно при наличии интенсивных трещинных систем, по которым происходили прорывы воды и газа. Тепловые методы, такие как закачка пара, в отдельных случаях давали значительный прирост дебитов, но их применение ограничено экономическими и техническими факторами. Закачка попутного газа в условиях пониженного пластового давления и развитой трещиноватости показала низкую эффективность: газ преимущественно мигрировал по трещинам, увеличивая газовый фактор без существенного вытеснения нефти. Опыт разработки нижнепермских залежей подчёркивает необходимость комплексного подхода к выбору технологий и проектированию схем разработки[4]. Ключевыми элементами такого подхода являются построение детальной литолого-стратиграфической и

геофизической модели для выявления локальных зон повышенной проницаемости и трещиноватости[5-6], адаптивное проектирование сетки добывающих и нагнетательных скважин с учётом пороговых значений плотности, анализ геолого-промысловых данных с численным моделированием для прогноза эффективности различных схем заводнения и интенсификации.

Практические рекомендации по оптимизации разработки включают следующие направления: детализация геолого-геофизической модели за счёт высокоразрешающей наземной сейсморазведки включая скважинные методы ВСП, НВП и детального каротажа, позволяющего картировать трещиноватость и кавернозность. Применение селективных методов вскрытия, испытания и изоляции пластов при наличии межпластовых перетоков. Использование комбинированных схем воздействия, где кислотные обработки и ГРП сочетаются с локальными воздействиями (вибраакустика и гидроудар)[7].

Анализ показал, что даже при неоднородных коллекторских свойствах возможна рентабельная нефтеотдача при условии комплексного, адаптивного управления разработкой: на основе сочетания детальной геолого-геофизической модели, адекватное проектирование сетки скважин, селективные интенсификационные мероприятия позволяют минимизировать потери и повысить эффективность извлечения. В условиях нижнепермских отложений ключевым остаётся баланс между интенсивностью отбора и способностью пласта обеспечивать подпитку. Превышение критических темпов отбора приводит к быстрому ухудшению фазовой проницаемости призабойной части скважины по нефти и к доминированию газа в продукции[8]. Умеренные, контролируемые режимы в сочетании с целенаправленным заводнением и локальными мерами по восстановлению проницаемости призабойной зоны дают наилучшие результаты по суммарной извлекаемости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Утопленников В.К., Самигуллин Х.К., Антонов К.В. и др. Нижнепермский нефтегазоносный комплекс платформенной части юго-запада Башкортостана. М.: Издательство Академии горных наук, 2000. 271 с.
2. Хисамов Р.С., Бачков А.П., Войтович С.Е. и др. Геологические основы поисков и разведки месторождений сверхвязкой нефти в центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Казань: Наследие нашего народа, 2022 г. 184 с.
3. Утопленников, В. К. Сложноэкранированные залежи углеводородов в нижнепермских отложениях юго-восточного склона Русской платформы / В. К. Утопленников, А. Д. Дабкина // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 3(88). – С. 41-45. – DOI 10.24412/2076-6785-2022-3-41-45. – EDN HOSPZC.
4. Утопленников, В. К. О возможности разработки нижнепермских продуктивных отложений на Тарказинско-Чегодаевской площади Юго-Западного Башкортостана / В. К. Утопленников, Ю. А. Гуторов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2012. – № 6. – С. 333-340. – EDN RPFCTV.
5. Тюкавкина, О. В. Особенности формирования базы данных для автоматизации выделения карбонатных коллекторов и прогнозирования их свойств в объеме геологической модели / О. В. Тюкавкина, В. К. Утопленников // Экспозиция Нефть Газ. – 2025. – № 7(117). – С. 68-76. – DOI 10.24412/2076-6785-2025-7-68-76. – EDN TAJLPQ.
6. Тектоническое строение и коллекторские свойства ассельско-сакмарских карбонатов неглубокого залегания платформенного Башкортостана в связи с перспективами нефтегазоносности / Р. Х. Масагутов, В. Н. Минкаев, Р. Д. Бакиров, Н. Д. Абдуллин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2026. – № 2(410). – С. 22-30. – EDN XLIIBU.
7. Утопленников В. К., Ершов А.В. Нижнепермские отложения Башкортостана: структурно-фациальные особенности и инновационные методы разработки // Инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: Сборник трудов VI Международной научно-практической конференции, посвященной 80-летию Победы в Великой Отечественной войне, Ставрополь, 24–28 октября 2025 года. – Ставрополь: ООО "Бюро новостей", 2025. – С. 367-372. – EDN KYVXVE.
8. Утопленников В. К., Ершов А.В. Инновационные подходы уточнения геолого-геофизических моделей нижнепермских локальных поднятий наклонно-направленным

бурением на Бахтинском нефтяном месторождении Башкортостана // Технологическое лидерство и устойчивое развитие: инновационные подходы и решения для будущего нефтегазовой отрасли : Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию образования ПАО "Татнефть" им. В.Д. Шашина, Казань, 26–28 августа 2025 года. – Казань: Издательство "Фэн" Академии наук Республики Татарстан, 2025. – С. 83-85. – EDN CXVMEQ.

НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ СБОРКИ ГЕО ДЛЯ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Волощук А.А.; Муратов А.Р.

ООО «ПКФ «Геотех» (г. Нефтекамск) mail@geotekh.ru

В условиях современных экономических вызовов вопрос технологической независимости становится стратегическим приоритетом для нефтегазовой отрасли. Актуальность выбранной темы обусловлена необходимостью снижения зависимости от импортных решений в критически важных сегментах, к которым относится геофизическое оборудование для исследования скважин.

Разработка и внедрение отечественных технологий для промыслово-геофизических исследований (ПГИ) в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах — не просто задача, а ключевой шаг к обеспечению устойчивого развития отрасли. Наша общая цель — создать конкурентоспособные решения, способные заменить импортные аналоги по соотношению цены и качества, и тем самым удовлетворить растущий спрос на внутреннем рынке.

О предприятии

На данный момент ООО «ПКФ «Геотех» имеет: собственную производственную базу с площадью производственных помещений более 2500 м²; штат 73 человека; различного типа ЧПУ станки; калибровочные и испытательные установки. Локализация производственного цикла составляет 94%.

Предприятие ориентировано на разработку и изготовление современных приборов и оборудования для геофизических методов исследования скважин во время эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Комплексный прибор ГЕО-7

Флагманом продукции ООО «ПКФ «Геотех» является комплексный автономно-кабельный прибор ГЕО-7, который может работать как в автономном, так и в автономно-кабельном режиме, важно отметить, что в случае сбоя питания по кабелю, прибор не потеряет данные, они будут записаны во внутреннюю энергонезависимую память [1].

К ГЕО-7 мы можем присоединять другие модули производства ООО «ПКФ «Геотех». Например, на рисунке 1 одна из самых популярных вариантов сборок. В ее составе: датчик нагрузки ГЕО-ДНУ или проходной реверсивный расходомер ГЕО-РДПР4, ГЕО-7 с модулем состава, влагомер-термометр с распределенными датчиками (6 рычагов) ГЕО-МВТУ, расходомер РД4, автономный спектральный шумомер ГЕО-МША52, объемный ГЕО-МСТА (СТИ), объемный влагомер-резистивиметр ГЕО-МВРУ, объемный расходомер с 4-мя рычагами ГЕО-МРДА и расходомер РД4, также шарнирные переводники ПШ2, проходные шарнирные центраторы ГЕО-ЦПШ12 и обычные рессорные центраторы ГЕО-ЦЗ.

В этой сборке, длиной 11,8 м и весом 82,2 кг 45 каналов (в подсчете не учитывались каналы угла поворота, зенитного угла и раскрытия, которые присутствуют в каждом объемном модуле, а также 512 канальный спектральный шумомер принят за 1 канал), но в кабельном режиме она способна передать всего 16 каналов. Это связано с ограничением телеметрии, в которой заложен метод фазоразностной модуляции (ФРМ) сигнала.

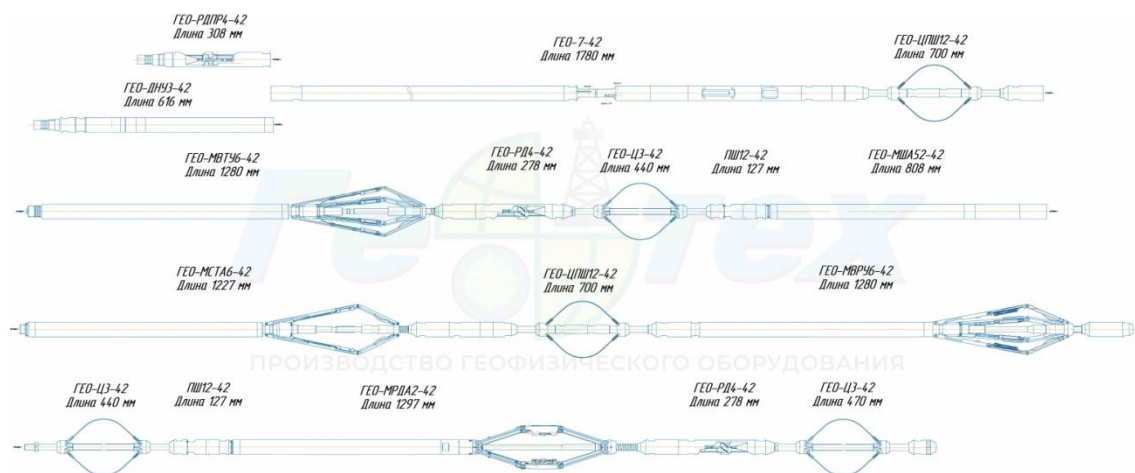


Рисунок 1. Пример компоновки с комплексным прибором GEO-7

Также важно отметить еще одно ограничение, оно связано с размещением модулей в сборке при работе на кабеле. Например, датчик нагрузки GEO-ДНУ и проходной расходомер РДП взаимно исключают друг друга, так как они подключаются к одному и тому же каналу. Это исключает возможность одновременной работы в кабельном режиме. Так же из-за специфики архитектуры, где GEO-7 является главным устройством, каждый следующий модуль после него должен потреблять меньше энергии, что создает ограничение по компоновке для работы в кабельном режиме, но в любом случае вся аппаратура пишет все данные во внутреннюю энергонезависимую память.

То есть для сборки GEO-7 существуют ограничения по работе в кабельном режиме, а именно: ограниченное количество каналов передачи по телеметрии и ограничение по расположению модулей. Важно отметить, что для автономной работы комплекса ограничений нет.

Новое поколение - GEO-8

Понимая ограничения компоновок с GEO-7 при работе в кабельном режиме, компания ООО «ПКФ «Геотех» разработала новый комплексный прибор GEO-8 с новой архитектурой, которая лишена ограничений при работе в кабельном режиме.

Было принято решение вынести телеметрию в отдельный модуль GEO-МТ8 для того, чтобы на него приходило питание в 100 Вольт, а далее уже сборка питалась от 8 Вольт. Передача данных по кабелю осуществляется пакетным методом, что дает возможность передавать до 128 каналов, также дает возможность работать со скважинным трактором. Размещение модулей вариативно, так как в новой архитектуре главным устройством является модуль телеметрии GEO-МТ8, поэтому их можно располагать в различном порядке в зависимости от задач исследования.

Например, в данной сборке на рисунке 2 порядок следующий: за модулем телеметрии GEO-МТ8 следует датчик нагрузки, расходомер, комплексный прибор GEO-8 с модулем состава, вибрационный плотномер-вискозиметр, расходомер для газовой среды (его разместили для демонстрации вариативности расположения), спектральный шумомер, шести рычажный мульти прибор с 24-мя каналами (по 4 на рычаг) GEO-МКМ, GEO-ПТС2 профилемер X-Y для определения эллипсности колонны и складной расходомер с металлической турбинкой для вязких сред или расходомер открытого типа, зарубежное название – континиус. Также следует обратить внимание на комбинированный проходной шарнирный центратор.

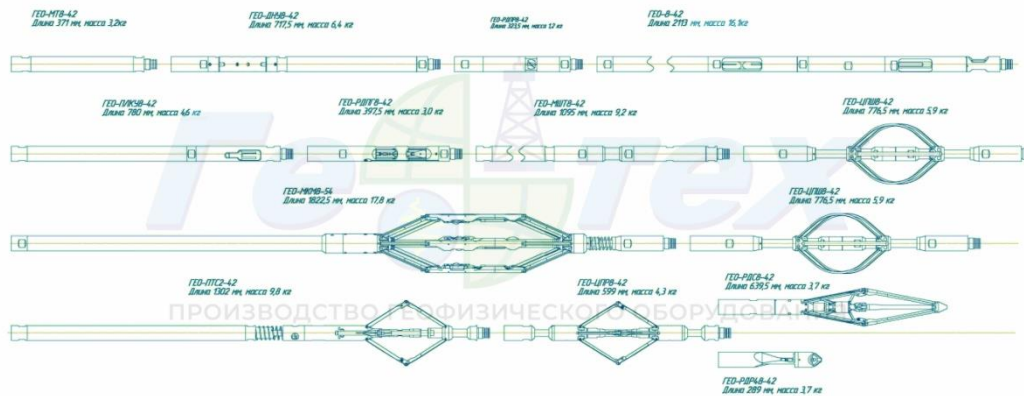


Рисунок 2. Пример компоновки с комплексным прибором ГЕО-8

В итоге данная сборка с 40 каналами суммарно весит около 91 кг, а в длину 11,5 метров (аналогично не учитывались каналы угла поворота и зенитного угла, спектральный шумомер принят за 1 канал).

Подытожим, в новом поколении ГЕО-8 реализован полноценный кабельный режим, упростилась процедура программирования сборки и появилась возможность, в зависимости от задачи исследования, располагать модули в необходимом порядке. Что в результате должно положительно повлиять на эффективность работы пользователей.

Оптимизация габаритов – ГЕО-МКМ

Многие сталкивались с проблемой длинных сборок – они не помещались в лубрикатор, не хватало высоты крана или высокие риски аварийности при работе на ГНКТ и приходилось делить сборку. Это неудобно, затрачивается больше времени и порой может повлиять на результат исследования.

Мечта каждого – это короткий, малого диаметра прибор со всевозможными распределенными по сечению датчиками, но на данный момент такого прибора не существует, но каждый производитель аппаратуры стремится к этому, размещая все больше и больше датчиков в составе одного прибора.

Первый объемный прибор от компании ООО «ПКФ «Геотех» был выпущен в 2015 году, это был ГЕО-МВА – автономный влагомер с 6-ю рычагами, с тех пор номенклатура объемных модулей заметно увеличилась.

На рисунке 3 изображены: объемный влагомер-термометр ГЕО-ВЛТ, объемный СТИ (они имеют по 6 рычагов) и объемный расходомер ГЕО-МРДА с 4-мя рычагами.



Рисунок 3. Приборы с распределенными датчиками

В этой сборке 22 канала (каналы визира и азимута не учитывались, но они есть в каждом модуле). Для правильного расположения в наклонных и горизонтальных скважинах необходимо использовать центраторы для того, чтобы рычаги не сложились под собственным весом сборки, так как собственной упругости не достаточно для самоцентрировки. В итоге длина такой сборки составляет 5,8 метров, наружный диаметр в сложенном состоянии 42 мм, а вес 33кг.

В результате объединения получился мульти прибор ГЕО-МКМ с 6-ю рычагами по 4 датчика (см. рисунок 4). Итого 24 канала – расходомер, СТИ, термометр и влагомер. Такой набор датчиков обусловлен требованием заказчика при согласовании заявки. Кронштейн, на котором располагаются датчики, является универсальной базой, на которой можно расположить различные комбинации датчиков при формировании заявки на производство.



Рисунок 4. Автономно-кабельный мульти прибор ГЕО-МКМ

Данный прибор вместе с центраторами имеет длину 3,1 м, а массу 29,6 кг. Наружный диаметр в сложенном состоянии 54 мм, а в раскрытом 180 мм. Удалось выиграть по длине почти 2 метра и 3 кг по весу, но проиграть по диаметру на 12 мм. ГЕО-МКМ является автономно-кабельным прибором, который можно эффективно использовать при работе на ГНКТ.

ГЕО-ПЛКУ нерадиоактивный плотномер-вискозиметр

При слове плотномер в первую очередь в голову сразу приходит мысль про гамма-гамма плотномер с диапазоном измерения плотности от 800 до 1200 кг/м³, про большое количество разрешительной документации, про персонал с допуском работ с источниками, про специальный склад и про целый ряд работы по поиску источника в случае отрыва компоновки, вплоть до цементирования и бурения новой скважины.

ООО «ПКФ «Геотех» представляет ГЕО-ПЛК – вибрационный плотномер-вискозиметр, в котором нет источника, а измерительным элементом является вилка камертона (см. рисунок 5).



Рисунок 5. Нерадиоактивный вибрационный плотномер-вискозиметр ГЕО-ПЛК

Принцип работы основан на эффекте присоединенных масс, которые влияют на резонансную частоту.

В средах с малой плотностью частота резонанса выше, чем в более плотных. Аналогичный эффект, но только уже по амплитуде резонансного пика, для сред с разной вязкостью, чем больше вязкость, тем ниже пик. Эти зависимости позволили снять характеристики и отградуировать прибор.

В результате ГЕО-ПЛК измеряет плотность в диапазоне от 0 до 1400 кг/м³, а также вязкость от 1 до 100 сСт, для понимания кинематическая вязкость воды 1 сСт, а у моторного масла 5W30 при комнатной температуре около 130 сСт.

По габаритам прибор получился компактным, внешний диаметр 42 мм, в длину от 630 мм до 670 мм, в зависимости от варианта исполнения – автономный или кабельно-автономный, а вес 4,5кг.

Если сравнивать с зарубежными производителями на примере FDI от Sondex (Baker Hughes) и Spartek Systems, то можно сказать, что характеристики получились схожими [2,3], и можно смело утверждать, что прибор компании ООО «ПКФ «Геотех» может составить достойную конкуренцию зарубежным аналогам.

Если сравнивать с ГГ-плотномером, то из основных моментов – диапазон измерений у ГГ намного меньше (800-1200 кг/м³), по метрологии удалось добиться аналогичной точности в 10 кг/м³[4], хотя в начале разработки и в первых образцах погрешность составляла 30 кг/м³, при работе с ПЛК не нужен высококвалифицированный персонал с допусками, ведь в приборе нет источника. Возможность измерения вязкости, малые габариты. Что в результате дает возможность снизитькратно риски при работах на ГНКТ.

Список используемых источников

Официальный сайт ООО «ПКФ «Геотех»: URL: <https://www.geotekh.ru>, дата обращения 04.05.2026. Режим доступа: для всех пользователей.

Официальный сайт Spartek Systems: URL: <https://www.sparteksystems.com>, дата обращения 04.05.2026. Режим доступа: для всех пользователей.

Официальный сайт Baker Hughes: URL: <https://www.bakerhughes.com>, дата обращения 04.05.2026. Режим доступа: для всех пользователей.

Сертификат о калибровке №5500-00-34441, Модуль скважинный плотномер PLT-9, 044

НОВАЯ ЭРА ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ С ООО «НПП ЭНЕРГИЯ»

Воробьёв А. Н., Евгеньев Г.Е., Емельянов А.В., Краснояров А.Е.,
Лебедев А.В., Михайлов А.С., Огановский Р.В., Цветкова В.Ю., Черменский В.Г.
(ООО «НПП Энергия», г.Тверь)
Email: alex_yem@mail.ru

В докладе рассмотрены вопросы разработки, производства, испытаний модулей радиоактивного каротажа и модуля роторно-управляемой системы в ООО «НПП Энергия». Показаны технологические возможности производственной базы ООО «НПП Энергия» и АО «Алгоритмы».

Приведены результаты производственной эксплуатации и ОПИ выпускаемых модулей. Представлены варианты интеграции модулей в компоновки различных производителей.

Используя данные, полученные модулем радиоактивного каротажа, проведён сравнительный анализ качества ствола скважины, пробуренной с использованием ВЗД и с использованием РУС.

ОТ КЛАССИКИ К MEMS: ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГИРОСКОПИЧЕСКОЙ ИНКЛИНОМЕТРИИ В СКВАЖИННОЙ ГЕОФИЗИКЕ

Ардаширов А.Р., Сидоров С.В.
ООО «СмартГИС» (г. Уфа), info@smartgis.pro
Конопля Д.И.
АО «СГЭ» (г. Нефтеюганск), d.konoplya@zaosge.net

Гироскопическая инклинометрия представляет собой безальтернативный метод определения пространственного положения ствола скважины в условиях, когда применение магнитометрических инклинометров невозможно или вносит неустранимые погрешности в измерения [2]. Эти ограничения в полной мере проявляются в ключевых промысловых сценариях. Невозможность магнитометрических измерений становится неустранимым препятствием при повторных замерах обсаженных скважин старого фонда, где исторические замеры (особенно выполненные до 2000-х годов) не отвечают современным требованиям к точности измерений. Неустранимые погрешности определяют непригодность магнитометрических приборов при работе на высоких широтах (арктический шельф, месторождения Крайнего Севера), где дрейф и аномалии магнитного поля Земли снижают достоверность определения пространственного положения ствола скважины. Кроме того, влияние обсадных колонн на магнитное поле Земли в точке измерения при плотном кустовом бурении и зарезке боковых стволов также приводит к необходимости использования гироскопических инклинометров. Промысловые предприятия, таким образом, сталкиваются с производственными вызовами: отклонение забоя от целевого интервала продуктивного пласта, риск межскважинных пересечений при плотном кустовом бурении и необходимость массовой ревизии старого фонда скважин для обоснования программ капитального ремонта. Совокупность этих факторов лишает процесс бурения и эксплуатации скважин требуемой надёжности и предсказуемости, выводя на первый план задачу совершенствования самих гироскопических систем.

Принципы работы и сравниваемые системы

Физический принцип гироскопической инклинометрии — измерение угловой скорости суточного вращения Земли — полностью исключает влияние ферромагнитных масс обсадных колонн и геомагнитных аномалий. Однако сегодня отрасль стоит перед выбором: продолжать эксплуатацию проверенных временем механических систем или переходить на приборы нового поколения, построенные на микроэлектромеханических (MEMS) чувствительных элементах. Настоящая работа посвящена сравнительному анализу этих двух подходов на примере инклинометра на базе механического гироскопа ИГН 73-100/80 [1, 6] и MEMS-прибора SmartGyro (ООО «СмартГИС») [4]. Сопоставление проводится по техническим характеристикам, функциональным возможностям, опыту эксплуатации и экономическому эффекту.

В основе механического гироскопа лежит свойство быстровращающегося маховика сохранять ориентацию оси в инерциальном пространстве [7]. Прибор ИГН 73-100/80 реализован на базе одноосного гироскопического стабилизатора с обязательной начальной азимутальной ориентацией (выставкой) на географический меридиан [1, 6]. После завершения выставки он работает как инерциальная навигационная система: матрица ориентации, сформированная на этапе настройки, сохраняется на протяжении всего цикла измерений.

Механическая конструкция накладывает эксплуатационные ограничения. Прибор чувствителен к вибрациям и ударным воздействиям (допустимая угловая скорость по поперечной оси — не более 25°/с) [6]. После отключения питания транспортировка прибора разрешается только после полной остановки ротора, время выбега которого составляет 10–15 минут. Кроме того, он требует особых условий транспортировки.

В MEMS-гироскопах используется эффект Кориолиса, возникающий в микромеханических резонирующих структурах. SmartGyro реализует комбинированную измерительную схему [9]. Для точечных замеров в режиме гирокомпы применяется двухкомпонентный блок прецизионных MEMS-гироскопов, измеряющий горизонтальную составляющую угловой

скорости вращения Земли. Непрерывный режим съёмки обеспечивается тремя дополнительными MEMS-гироскопами иного динамического диапазона, ориентированными по трём осям прибора и регистрирующими угловые скорости движения в скважине. Отсутствие вращающихся механических элементов кардинально меняет эксплуатационные качества: компактность, низкое энергопотребление, высокая устойчивость к вибрациям и ударам, упрощённое техническое обслуживание [5].

Сравнительный анализ технических характеристик

Ниже приведены данные из официальной документации: Руководство по эксплуатации ИГН 73-100/80 (ИФДЖ.611137.001 РЭ) [6] и Паспорт SmartGyro-42 (СМГ.17.011.210-01 ПС) [4].

Таблица 1 – Технические характеристики приборов

Параметр	ИГН 73-100/80	SmartGyro СМГ.17.011.210-01
Диапазон зенитного угла	0 — 70°	0 — 180°
Диапазон азимута	0 — 360°	0 — 360°
Режимы измерений	Непрерывный	Непрерывный, точечный, ориентирование, автономный
Скорость записи (непрерывный режим)	до 5 000 м/ч	до 3 600 м/ч
Выставка прибора	≥ 20 мин.	не требуется
Выбег гиromодуля	10–15 мин.	не требуется
Время точечного замера	не предусмотрен	1 мин (настраиваемый)
Погрешность смещения (до 60° ш.)	≤ 0,5 %	≤ 0,5 %
Погрешность зенитного угла	не нормируется отдельно	± 0,15°
Рабочая температура (скв. прибор)	–10 ... +100 °С	–10 ... +100 °С
Гидростатическое давление	60 МПа	60 Мпа
Коррозионная стойкость	не указана	H ₂ S до 6%
Диаметр скважинного прибора	73 мм	42 мм (кожух) / 130 мм (по центраторам)
Длина скважинного прибора	2 630 мм (без утяжелителя)	1 300 мм
Масса скважинного прибора	30 кг	≤ 16 кг (с центраторами и амортизатором)
Потребляемая мощность	≤ 70 Вт	4,7 Вт (пик) / 2,7 Вт (среднее)
Тип кабеля	3-жильный бронированный	однoжильный
Мин. внутренний диаметр колонны	≥ 85 мм	≥ 48 мм

Особенности эксплуатации в условиях Крайнего Севера

Технология работ с прибором ИГН 73-100/80 состоит из двух критических этапов: начальной выставки и непрерывной съёмки [1, 6].

Начальная азимутальная ориентация (выставка). Прибор устанавливается на устье скважины строго вертикально; в течение 20–30 минут он должен сохранять полную неподвижность для автономного определения направления географического меридиана по горизонтальной проекции угловой скорости Земли. В условиях Крайнего Севера (температуры до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$, сильные ветры до 30–40 м/с) вибрации устьевого оборудования, работа соседних бригад регулярно приводят к срыву процесса выставки. На высоких широтах $74\text{--}78^{\circ}$ с.ш. горизонтальная составляющая угловой скорости вращения Земли уменьшается, что приводит к увеличению погрешности определения азимута в 1,8–2,4 раза по сравнению с широтой 60° с.ш. [3] — это одна из главных эксплуатационных проблем механических систем.

Непрерывная съёмка и контроль дрейфа. После успешной выставки прибор спускается в скважину со скоростью до 5 000 м/ч. Запись траектории ведётся непрерывно на спуске (основная запись) и на подъёме (контрольная запись). Каждые 10–15 минут движения при зенитном угле более 10° , а также при изменении температуры на $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ необходимы остановки для контроля дрейфа гироскопа [6]. После завершения работ и отключения питания требуется время до полной остановки ротора — не менее 10–15 минут. Весь цикл предъявляет высокие требования к квалификации оператора: он должен понимать физические процессы в приборе (отказы доворота гироскопа, влияние температурных градиентов) и своевременно выявлять аномалии.

Прибор SmartGyro создавался с учётом острого дефицита квалифицированных кадров на удалённых месторождениях. Отказ от предварительной выставки — азимут определяется непосредственно в скважине в режиме гирокомпасирования — исключает влияние погодных факторов и вибраций устьевого оборудования. Но ключевое технологическое отличие заключается в способе съёмки: наличие точечного режима позволяет оператору в любой точке ствола выполнить прямое измерение азимутального угла. Это принципиально меняет стратегию контроля: вместо единственного непрерывного прохода можно работать серией точечных остановок, каждый раз обнуляя накопленную ошибку непрерывного режима. В результате итоговая точность траекторных данных возрастает, а процедура становится устойчивее к человеческому фактору. В совокупности с отсутствием длительного выбега ротора, низким энергопотреблением и устойчивостью к умеренным вибрациям эти особенности делают SmartGyro значительно более адаптированным к суровым полевым условиям Крайнего Севера.

Опыт промысловой эксплуатации и анализ полевых данных

С начала 2026 года совместно с компанией АО «СГЭ» проводились сравнительные скважинные испытания приборов SmartGyro и ИГН-73 на 13 скважинах с последовательным проведением замеров обоими приборами в идентичных условиях.

Таблица 2 — Статистика расхождения измерений между приборами ИГН-73 и SmartGyro по 13 скважинам

№ скважины	Среднее отклонение по зенитному углу, $^{\circ}$	Распределение отклонений по азимутальному углу, %		
		$1\sigma (\pm 1^{\circ})$	$2\sigma (\pm 2^{\circ})$	$3\sigma (\pm 4^{\circ})$
1	0,17	77,7	22,3	—
2	0,11	98,3	1,7	—
3	0,19	66,1	31,9	2,0
4	0,10	97,3	2,7	—
5	0,16	91,0	5,1	3,9
6	0,11	100,0	—	—
7.1	0,09	57,6	42,4	—

№ скважины	Среднее отклонение по зенитному углу, °	Распределение отклонений по азимутальному углу, %		
		1σ (±1°)	2σ (±2°)	3σ (±4°)
72	0,13	93,8	3,7	2,5
8	0,10	71,8	27,2	—
9	0,12	98,3	1,7	—
10	0,16	97,1	2,9	—
11	0,13	58,6	22,0	19,4
12	0,16	92,6	4,4	2,9
13	0,12	25,0	83,2	4,5
Среднее	0,132	80,4	17,9	2,5
σ (СКО)	0,031	22,2	23,3	5,1

Таблица 3 — Ключевые статистические показатели сравнения приборов ИГН-73 и SmartGyro

Параметр	Зенитный угол	Азимутальный угол
Математическое ожидание (μ)	0,132°	1,85°
Среднеквадратическое отклонение (σ)	0,031°	0,39°
Доверительный интервал $\pm 1\sigma$	[0,101; 0,163]°	[1,46; 2,24]°
Доверительный интервал $\pm 2\sigma$	[0,071; 0,194]°	[1,07; 2,63]°
Доверительный интервал $\pm 3\sigma$	[0,040; 0,224]°	[0,68; 3,02]°
Попадание в $\pm 1\sigma$ (факт. / теор.)	64,3% / 68,3%	85,7% / 68,3%
Попадание в $\pm 2\sigma$ (факт. / теор.)	100% / 95,4%	92,9% / 95,4%
Критерий Шапиро-Уилка (W; p-value)	0,93; 0,30	0,83; 0,01
Характер распределения	нормальное	концентрация у μ

Статистическая обработка результатов по зенитному углу согласно нормальному распределению Гаусса дала следующие параметры: математическое ожидание $\mu = 0,132^\circ$, среднеквадратическое отклонение $\sigma = 0,031^\circ$; при этом 64,3% результатов попадают в пределы $\pm 1\sigma$ (теоретическое значение 68,3%), а 100% укладываются в пределы $\pm 2\sigma$. Проверка по критерию Шапиро-Уилка [8] подтвердила гипотезу о нормальности распределения ($W = 0,93$; $p\text{-value} = 0,30$), что свидетельствует о случайном характере погрешности и отсутствии систематических ошибок между приборами.

Аналогичный анализ азимутальных измерений показал, что математическое ожидание $\mu = 1,85^\circ$, среднеквадратическое отклонение $\sigma = 0,39^\circ$, доверительные интервалы $\pm 1\sigma$ — [1,46; 2,24]°, $\pm 2\sigma$ — [1,07; 2,63]°; при этом 80,4% точек попадают в пределы $\pm 1\sigma$, 98,3% — в пределы $\pm 2\sigma$, что превышает теоретические значения нормального распределения (68,3% и 95,4% соответственно); на скважинах № 6, 9, 10 и 12 свыше 90% точек находятся в пределах $\pm 1\sigma$, демонстрируя практически полное совпадение траекторий. Проверка по критерию Шапиро-Уилка для азимутальных распределений показала отклонение от нормального закона ($W = 0,83$; $p\text{-value} = 0,01$), однако это отклонение направлено в сторону концентрации результатов вблизи математического ожидания, что свидетельствует о точности измерений выше теоретически ожидаемой и подтверждает высокое качество работы обоих приборов.

Перспективы развития SmartGyro

Дальнейшее развитие прибора SmartGyro направлено на его превращение в многофункциональную геофизическую платформу. Приоритетные направления включают: разработку автономного сбросового варианта для спуска внутри бурового инструмента без кабельной линии связи, что исключает подъём буровой колонны; создание модификации для работы в режиме измерений в процессе бурения (MWD) с целью непрерывного контроля траектории; интеграцию с методами гамма-каротажа (ГК) и локатором муфт (ЛМ) для литологической привязки и контроля конструкции обсадной колонны; подключение к аппаратуре акустического каротажа цементного камня АКЦ «Наутилус» (АО НПФ «Геофизика») и регистратору «Вулкан» для унификации с существующими программно-аппаратными комплексами геофизических предприятий. Реализация перечисленных направлений позволит заменить несколько отдельных спускоподъёмных операций одной комплексной, повышая производительность полевых работ и снижая стоимость геофизических исследований.

Вывод

Результаты сравнительных испытаний, проведённых совместно с компанией АО «СГЭ», подтвердили метрологическую эквивалентность SmartGyro и ИГН-73 ($\mu = 0,132^\circ$ по зенитному углу, 80,4% попадания в $\pm 1\sigma$ по азимуту) при существенных эксплуатационных преимуществах MEMS-технологии: расширенный диапазон зенитного угла, отсутствие первоначальной выставки, сниженное энергопотребление, малые массогабаритные характеристики, устойчивость к вибрациям и работа на одножильном геофизическом кабеле. Унификация с аппаратурой АКЦ «Наутилус» (АО НПФ «Геофизика») и регистратором «Вулкан» обеспечивает интеграцию прибора в существующие технологические комплексы геофизических предприятий и расширяет область применения гироскопической инклинометрии. Замечания и рекомендации, выработанные специалистами АО «СГЭ» в реальных промысловых условиях Крайнего Севера, легли в основу дальнейшей модернизации прибора SmartGyro.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Арсланов, И. Г. Особенности применения непрерывных гироскопических инклинометров / И. Г. Арсланов, Х. Н. Ягафарова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 5. – С. 16–19. DOI: 10.30713/1999-6934-2018-5-16-19.
- Гуськов, А. А. Непрерывные гироскопические инклинометры — особенности построения и результаты эксплуатации / А. А. Гуськов, В. В. Кожин, С. В. Кривошеев, Э. В. Фрейман // Каротажник. – 2009. – № 4 (181). – С. 12–30.
- Гордеев, Ю. М. Прецизионная гироскопическая система подземной навигации для работы в высоких широтах. Основные схемно-конструктивные решения / Ю. М. Гордеев, Т. В. Падерина, Д. А. Соколов // Научно-технический вестник СПбГУ ИТМО. – 2011. – № 5 (75). – С. 39–44.
- Кабельный гироскопический инклинометр SmartGyro: паспорт СМГ.17.011.210-01 ПС. – Уфа: ООО «СмартГИС», 2024.
- Биндер, Я. И. Адаптивный к траектории скважины универсальный гироскопический инклинометр на базе одноосного датчика угловой скорости / Я. И. Биндер, И. А. Хазов // Известия вузов России. Радиоэлектроника. – 2024. – Т. 27, № 5. – С. 91–107. DOI: 10.32603/1993-8985-2024-27-5-91-107.
- Гироскопический инклинометр непрерывный ИГН 73-100/80: руководство по эксплуатации ИФДЖ.611137.001 РЭ. – СПб., 2023.
- Павлов, В. А. Теория гироскопов и гироскопических приборов / В. А. Павлов. – 2-е изд., испр. и доп. – Л.: Судостроение, 1964. – 497 с.
- Shapiro, S. S. An analysis of variance test for normality (complete samples) / S. S. Shapiro, M. B. Wilk // Biometrika. – 1965. – Vol. 52, № 3–4. – P. 591–611.
- Ардаширов А.Р., Критерии выбора гироскопических датчиков для модульного гироскопического Инклинометра SmartGyro-42 / А.Р. Ардаширов, С.В Сидоров // .В книге: новая техника и технологии для трудноизвлекаемых запасов углеводородов. тезисы докладов xxxi научно-практическая конференция им. Лаптева В.В.. Уфа, 2025. С. 51-54.

КОНЦЕПЦИЯ ВЕРБАЛЬНОГО ИНТЕРФЕЙСА ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ПО

Магадеев Е.Б.

ООО НПЦ «ГеоТЭК» (г. Уфа), magadeev.ev@geotec.ru

Несмотря на то, что даже за последние десятилетия информационные технологии значительно эволюционировали как в направлении улучшения эксплуатационных характеристик аппаратного обеспечения, так и в направлении развития программных средств (включая развитие систем искусственного интеллекта), реальных качественных скачков в подходах к эксплуатации программного обеспечения (ПО) пользователем не наблюдается уже очень давно. Последним, по большому счету, прорывом в этой сфере стал переход от текстового интерфейса пользователя к графическому, а также появление необходимых для этого концепций и устройств (в первую очередь – компьютерной мыши). Тем не менее, все подобные концепции были продемонстрированы Дугласом Энгельбартом еще в 1968 году [1] и с тех пор претерпели лишь незначительные изменения, так что не будет преувеличением сказать, что уже на протяжении более полувека человечество не видит надобности в пересмотре имеющихся стандартов. Разумеется, определенные попытки внедрения альтернативных интерфейсов уже имели место (например, голосовое управление отдельными устройствами), однако они так и не получили широкого распространения в деловой среде из-за своей ненадежности и отсутствия реальных преимуществ для бизнеса.

Причиной описанного явления стало, по всей видимости, идеальное соответствие концепции графических интерфейсов той единственной роли, которую играла компьютерная техника до недавнего времени. А именно, вычислительная машина с момента своего появления рассматривалась исключительно как исполнитель, но не как инструмент принятия решений. Тогда вполне закономерно, что средства взаимодействия с ней должны ограничиваться устройствами для передачи команд и анализа результатов выполнения этих команд, причем в наиболее детерминированном ключе, когда любые вольности со стороны машины рассматриваются как нежелательное поведение. С другой стороны, именно такая парадигма взаимодействия человека с машиной означает максимальную нагрузку на человека, когда ему приходится самостоятельно декомпозировать абсолютно все задачи, хотя бы немного выходящие за рамки типовых. Очевидно, что данная ситуация должна рано или поздно измениться в направлении делегирования машине большей ответственности, включающей в себя, по крайней мере, составление плана действий на основе неких цепочек рассуждений. В этом случае концепции интерфейсов также непременно подвергнутся ревизии, поскольку графические интерфейсы, идеально подходящие для микроменеджмента, уже не так хороши для управления по целям.

На сегодняшний момент предпосылки к указанному переходу уже действительно сформировались: большие языковые модели [2] неплохо справляются с построением непростых цепочек рассуждений, вполне способны понимать цели и формулировать планы по их достижению, а также обладают солидным багажом знаний даже в специальных областях. Более того, предложенный в 2024 году протокол MCP (Model Context Protocol) позволил унифицировать доступ моделей к внешним ресурсам и инструментам, благодаря чему стало возможно разрабатывать системы, полноценно заменяющие отдельных сотрудников на производстве: такие системы могут не только рекомендовать пути решения рабочих задач, но также и фактически воплощать эти планы в жизнь. Разумеется, интерфейс взаимодействия с системами такого типа уже не может быть графическим в традиционном смысле этого понятия. Он должен быть заменен более гибким вербальным интерфейсом, который представляет собой, по большому счету, переосмысление интерфейсов текстовых. Высказанные выше идеи весьма актуальны и для геофизической сферы, где задачи интерпретации результатов геофизических исследований скважин (ГИС) зачастую представляют собой длинные цепочки типовых подзадач, структура которых может значительно меняться от проекта к проекту в зависимости как от состава входных данных (включая не только сами ГИС, но и дополнительную информацию, например, о геологических

особенностях месторождения), так и от требований заказчика. Обилие рутинной работы, требующей, тем не менее, регулярного принятия непростых ответственных решений, приводит к огромным трудозатратам при реализации геофизических проектов. Поэтому внедрение систем с вербальным интерфейсом, способных как выполнять простые действия, так и самостоятельно выстраивать цепочки таких действий, руководствуясь известной целью, может привести к серьезнейшей оптимизации процессов интерпретации. В этой связи компания ООО НПЦ «ГеоТЭК» начала развигать инструментарий, позволяющий интегрировать интеллектуальные системы указанного типа в программный комплекс «Прайм». Этот инструментарий позволяет сравнительно быстро осуществить переход от чисто графических интерфейсов пользователя к гибридным, благодаря которым становится возможно делегировать ряд комплексных задач искусственному интеллекту посредством вербального интерфейса. На данный момент еще рано судить о приросте эффективности, обусловленном описанным переходом, однако разумно ожидать, что этот прирост окажется весьма ощутимым.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

T. Bardini. Bootstrapping: Douglas Engelbert, coevolution and the origins of personal computing. Stanford University Press, 2000. 284 pp.

A.M. Rahmani, A. Hemmati, S. Abbasi. The rise of large language models: evolution, applications and future directions. Engineering Reports, 7(9), pp. 1-29, 2025.

НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ В ОБЛАСТИ ГТИ И ГАЗОВОГО КАРОТАЖА.

Лугуманов М.Г., Багаутдинов А.Р., Рыленко Д.В.
ООО «Геотехсервис»

Газовый каротаж один из основных прямых методов определения нефте-газоносности горных пород в бурящихся скважинах. Метод основан на определении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор при вскрытии продуктивных пластов в процессе бурения. Для извлечения газовой смеси из бурового раствора в станциях ГТИ используется поплавковый или активный газовый дегазатор. Газовоздушная смесь (ГВС) через влагоуловитель (барботер) поступает в газоздушную линию, по которой транспортируется в станцию и подается в газовый хроматограф, размещаемый в станции. Однако данная газовая схема обладает целым рядом недостатков:

невозможность определения коэффициента дегазации и как следствие не точное определение концентрации ГВС в буровом растворе;

нет надежной системы защиты от попадания бурового раствора в газовую линию и в хроматограф;

нет системы защиты газовой линии от промерзания в зимнее время;

нет системы контроля и управления за параметрами ГВС при их транспортировке с буровой до станции.

Для устранения вышеописанных недостатков и получения наиболее полной и достоверной информации при газовом каротаже нами были разработаны дополнительные устройства, включающее в себя:

Дегазатор постоянного объема ДПО, который осуществляет подогрев промывочной жидкости (ПЖ) до заданной температуры и обеспечивает непрерывную или циклическую дегазацию бурового раствора в дегазационной камере с заданным объемом. Конструктивно дегазатор состоит из корпуса, на которой смонтированы:

мембранный насос с приводом от сжатого воздуха (поз 2);

регулятор потока ПЖ (поз 3);

модуль контроля параметров ПЖ (поз.4)

модуль управляемого нагрева ПЖ (поз 5);

электродвигатель и дегазационная камера постоянного объема (поз 6 и 7);

блок управления (поз 8).

нешний вид дегазатора постоянного объема показан на Рисунке 1.

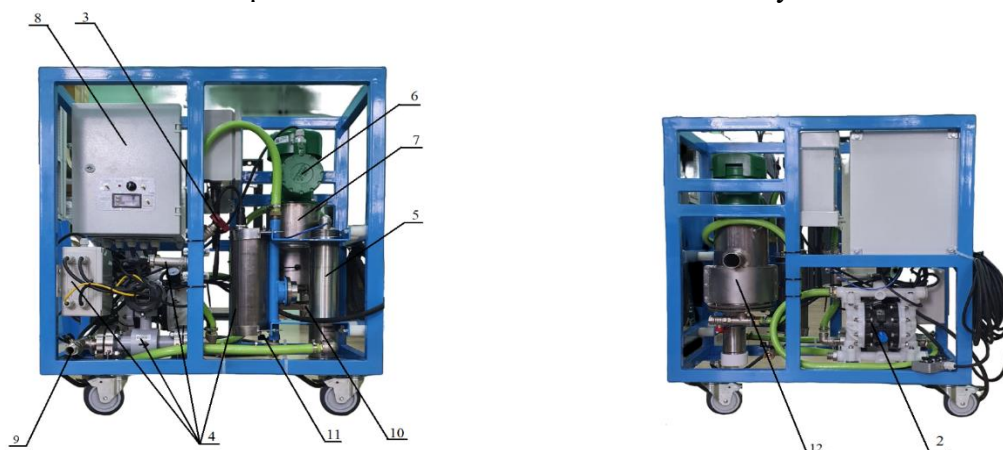


Рис.1

Обогреваемая газоздушная линия с панелью управления

Предназначена регулировки параметров газоздушной смеси и оперативного контроля и управления процессом транспортировки от дегазатора на буровой до газокаротажного модуля станции ГТИ.

Данное устройство реализовано в 2х модификациях «Базальт-1» и «Базальт-2».

«Базальт-1» газоздушная линии включает в себя 2 газоздушные линии из тефлона или фторопласта (основная и резервная), линию обогрева и сигнальную линию, которые размещены в термоизоляционную и наружную защитную оболочку. Панель управления включает в себя вакуумный насос с управляющим реле, дифференциальный манометр (вакуумметр), расходомер газового потока (ротаметр), терморегулятор, переключатель газовых линий ГВЛ1/ГВЛ2, переключатель обратной продувки, блок питания. Панель управления обеспечивает двойную систему защиты от попадания бурового насоса в линию. При превышении уровня скопившейся жидкости (бурового раствора) внутри барботера в панель управления через сигнальную линию поступает управляющий сигнал от датчика положения уровнемера, который отключает электропитание вакуумного насоса. Вторую систему защиты от попадания влаги и промерзания ГВЛ обеспечивает дифференциальный манометр, который при нештатных ситуациях также отключает вакуумный насос.

Управление температурой обогрева осуществляется терморегулятором и переключателем напряжения обогрева на лицевой панели управления.

Внешний вид обогреваемой газоздушной линии с панелью управления «Базальт-1» представлен на Рисунке 2.



Рис.2

Панель управления «Базальт -2» включает в себя:

- обогреваемую газоздушную линию;
- управляемый вакуумный насос;
- систему подогрева газоздушной линии;
- систему тройной защиты от попадания бурового раствора в газоздушную линию;
- систему обратной продувки газовой линии;
- переключатель газовой линии с рабочей на резервную

Внешний вид «Базальт-2» представлен на Рисунке 3



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

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ИНФОРМАТИВНОСТИ ДВУХЗОНДОВОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА

Велижанин В.А., Лобода Н.Г.
(ООО “НПП Энергия”, г. Тверь)
Email: nloboda76@mail.ru

В докладе рассмотрены вопросы информативности при решении задачи оценки пористости и определения профиля скважины по данным двухзондового нейтронного каротажа, оценено влияния факторов скважинных и пластовых условий измерений на погрешность (возможность) определения диаметра скважины, приведены примеры оценки профиля скважины в различных условиях измерений. По результатам выполненных исследований сделаны выводы:

1. Комплекс “Пористость МЗ/БЗ – Пористость БЗ “ позволяет определять величину зазора между прибором и стенки скважины, а значит и диаметр скважины при условии введения поправок за влияние ближней зоны и постоянства литологии.

2. Из-за большого числа факторов, влияющих на показания нейтронного каротажа, и отсутствия возможности их полного учета на этапе первичной обработки комплекс “Пористость МЗ/БЗ – Пористость БЗ “ не может обеспечить точность определения зазоров, сопоставимую с данными плотностного и акустического каверномера.

РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМЫЕ СИСТЕМЫ БУРЕНИЯ: КЛАССИФИКАЦИЯ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ

Шакуров Динис Рушанович
независимый эксперт

Тел.: +7 (917) 799-56-59 | E-mail: shakurovd@gmail.com

Аннотация. К 2026 году бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин с применением роторно-управляемых систем (РУС) - основной способ разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов. В обзоре - три архитектурных типа РУС, состояние автономного управления траекторией и ключевые технологические тренды отрасли на 2025-2030 годы, включая импортозамещение в Российской Федерации.

Ключевые слова: роторно-управляемые системы, направленное бурение, трудноизвлекаемые запасы, автономное управление, импортозамещение.

Введение

Роторно-управляемая система (РУС, англ. RSS - Rotary Steerable System) - это забойный инструмент, который ведёт скважину по заданной траектории при непрерывном вращении бурильной колонны с поверхности. По сравнению с традиционным «слайдированием» с забойным двигателем РУС даёт постоянную механическую скорость проходки, снижает трение и уменьшает пространственную извилистость траектории. Для месторождений трудноизвлекаемых запасов углеводородов, где скважина включает горизонтальный участок длиной в несколько километров и сложный геологический разрез, РУС становится обязательным инструментом.

Цель обзора - показать состояние отрасли РУС на 2026 год: архитектурные типы, российский сегмент, автономное управление и технологические тренды до 2030 года.

1. Архитектуры роторно-управляемых систем

К 2026 году в отрасли закрепились три архитектурных типа.

push-the-bit - долото отклоняется через боковое давление выдвигных лопаток или поршней непосредственно на стенку скважины. Ранний коммерческий push-the-bit с гидравлическим управлением выпускала компания CAMCO International в конце 1990-х [7]. Различают два варианта корпуса: невращающийся (геостационарная архитектура - Baker Hughes AutoTrak [8]) или вращающийся вместе с колонной (динамически стабилизированная по гравитационному полю платформа - SLB PowerDrive, Halliburton iCruise).

point-the-bit - ось вращения долота наклоняется через эксцентричную невращающуюся втулку, шарнирный вал или планетарный механизм; всё боковое усилие фокусируется на грани долота из поликристаллического алмазного композита (Halliburton Geo-Pilot [9], Weatherford Revolution, SLB PowerDrive Xceed).

гибридная - совмещение push- и point-составляющих в одной компоновке. Помимо коммерческой линии SLB PowerDrive Archer и Baker Hughes PathMaker 3D, отдельно выделим разработанный Halliburton гибрид push-the-point-the-bit: наружные лопатки создают push-составляющую, внутренние поршни вала отклоняют долото и формируют point-составляющую [10]. Гибридная архитектура даёт повышенную интенсивность набора кривизны (англ. DLS - dogleg severity) при сохранении управляемости.

2. Ведущие зарубежные разработчики

Родоначальник отрасли - немецкая компания Smart Drilling GmbH (Хёрне). В 1979 году совместное предприятие гидравлической компании SCHWING и горнодобывающего института DMT (Deutsche Montan Technologie) начало разрабатывать первую систему автоматического удержания вертикали - ZBE. В 1984 году ZBE для скважин 8½" вышла на опытно-промышленные испытания в Бельгии. Это первое в мире применение роторно-управляемой системы.

Сегодня ядро мирового рынка РУС держит крупная четвёрка нефтесервисных компаний - SLB, Baker Hughes, Halliburton, Weatherford.

SLB. Самая широкая линейка среди компаний крупной четвёрки: PowerDrive (push), Xceed (point), Archer (гибрид), vorteX (моторизованная), NeoSteer (с управляющим блоком над

долотом), ICE (высокотемпературная до 200 °С). Лидер по охвату коммерческих полевых проектов с автоматизированным направленным бурением уровня Level 3.

Baker Hughes. Родоначальник геостационарной (невращающейся) push-the-bit с непрерывным регулируемым усилием. Линия AutoTrak (Rotary Closed-Loop System) выпускается с 1997 года [8]; корни - в немецкой Eastman Christensen с 1988 года. Гибридная линия PathMaker 3D и собственное направление автономного управления.

Halliburton. Единственный из крупной четвёрки с point-the-bit ядром линейки. Geo-Pilot вышел на рынок в начале 2000-х [9]. Позже добавились iCruise (push-the-bit) и MARSS (моторизованная компоновка), собственный гибрид push-the-point-the-bit [10] и автономная платформа Permian, которую Halliburton запустил в полевую работу в 2025 году [2].

Weatherford. Две архитектурно разные линии. push-the-bit Magnus с флагманской модификацией Magnus Saker (упрочнённая механическая компоновка, питание от собственной турбины, расширенные алгоритмы автоматического удержания траектории) и point-the-bit Revolution в шести вариантах: базовый Core, HDL с повышенной интенсивностью набора кривизны, высокотемпературная Heat / HeatWave Extreme, вертикальная V, моторизованная Plus, упрощённая SRT.

3. Независимые зарубежные производители и альтернативные решения

Помимо крупной четвёрки в сегменте РУС работают средние и нишевые компании с собственными конструктивными решениями.

NOV (National Oilwell Varco) - крупнейший независимый поставщик бурового оборудования. Линии push-the-bit с невращающимся корпусом - VectorZIEL (трёхмерное направленное бурение) и VectorEXAKT (удержание вертикали); обе пришли от Smart Drilling - прямые наследники ZBE (Smart Drilling вошла в NOV в 2017 году). Альтернативная (как позиционируют — более дешёвая) технология DART - от британской Andergauge Drilling Systems (тоже входит в состав NOV).

D-Tech (Великобритания) - push-the-bit РУС, с замкнутым контуром управления и питанием от встроенной турбины-генератора.

APS Technology (США) - линия SureSteer, push-the-bit с замкнутым контуром управления и питанием от встроенной турбины-генератора без батарейного блока.

Kinetic Upstream Technologies (США, основана в 2017 году) - push-the-bit линия Kontour с электромеханическим приводом управляющих элементов; контур автоматически корректирует траекторию по показаниям датчиков.

Sparrow Downhole Tools (Канада) - push-the-bit линия Boxer с двойной шарнирной архитектурой. Диапазон диаметров от 3¾" покрывает скважины малых и средних диаметров.

Scientific Drilling International (США) - point-the-bit линия HALO со встроенным модулем измерений в процессе бурения (англ. MWD - Measurement While Drilling). Работает при повышенных частотах вращения колонны.

OnTarget Drilling - компактные РУС, на рынке с 2025 года.

Особое место занимает **RotoSteer** (CT Energy / DTI, Канада) - Rotary Steerable Tool (RST). Это переводник (можно сказать перевернутый забойный двигатель) между бурильной колонной и забойным двигателем; реактивный момент винтового двигателя компенсируется, и колонна вращается непрерывно, без традиционного слайдирования. Применяют как доступную альтернативу классической РУС в простых направленных секциях. В Канаде суммарная проходка с RotoSteer превысила 1 миллион метров.

4. Китайский сегмент

Государственные производители - CNPC/CCDC с линией CG STEER, COSL с линией Welleader, SINOPEC RIPED - ядро китайского сегмента РУС. К ним примыкают независимые: Liuhe Greatness (бренд Beijing Liuhe Weiye Technology) с линией Pangolin C475/C675; HILONG; CNLC; Renhe Group (Beijing Geo-Vista Technology). У всех известных коммерческих китайских линий - архитектура push-the-bit. По совокупности патентного и продуктового заделов китайский сегмент догоняет крупную четвёрку; часть линий идёт на экспорт в страны с растущим объёмом направленного бурения.

5. Российские разработчики

Российский сегмент РУС на 2026 год развивается по трём параллельным линиям: серийное производство собственных разработок, выход в коммерцию доработанных линий, локализация западных систем через компании-посредники.

Серийный коммерческий выпуск. Группа компаний ГЕРС (Тверь) - линия РУС-120-GT (push-the-bit). 25 успешных опытно-промысловых испытаний в 2021-2023 годах на Ковыктинском газоконденсатном месторождении через АО НСК; компания вышла на серийное производство. АО НПФ «Геофизика» (Уфа) - линия РУС-121 (push-the-bit), более 30 успешных скважинных операций.

Сейчас выходит в коммерцию. НПП «Энергия» (Тверь) - push-the-bit РУС с диаметром 121 мм. Первые скважинные испытания пройдены в мае 2024 года; на Покачёвском месторождении (сентябрь 2024) проходка составила 685 м, геологическая цель достигнута. В июле 2025 года, по данным компании, установлен отечественный рекорд проходки за рейс - 2 125 м. На 2026 год идут небольшие доработки, выболнено порядка 32 операций.

На стадии опытно-промысловых испытаний и отработки технологии. ООО НПП «Буринтех» (Уфа) - линия РУС-ГМ-195 в крупном типоразмере 220,7 мм с гидромеханической архитектурой. По собственным публикациям компании на 2026 год ведутся работы по разработке; рабочую коммерческую серию компания пока не выпустила. К этой же стадии относится НППГА «ЛУЧ» (силовая РУС, Новосибирск), проведено 2 успешных ОПИ.

Локализация западных систем. После 2022 года технологическая база и часть команд ушедших зарубежных разработчиков легли в основу российских преемников. АО «Геофит» (Томск) - преемник SLB. Компания полностью локализовала производство роторно-управляемой системы, прошла полный цикл скважинных испытаний и вышла на серийное производство для российских буровых сервисов. «Технологии ОФС» (Тюмень) - преемник Baker Hughes. Серийное производство РУС объявлено в сентябре 2025 года; на первом производственном участке установлено 35 единиц ЧПУ-оборудования. «БурСервис» - преемник Halliburton; работает под собственными брендами iSteer® (push-the-bit) и XPilot® / XPilotPro® (point-the-bit). Weatherford в продолжает работать самостоятельно: линии Magnus и Revolution применяются на ранее ввезённом парке инструмента.

6. Автономное управление

Автоматизация направленного бурения определяет развитие отрасли РУС на ближайшее десятилетие. В отрасли утвердилась пятиуровневая шкала автоматизации [1].

Level 0 - ручное бурение: оператор задаёт каждое управляющее воздействие, инструмент в скважине только исполняет команды.

Level 1 - частично автоматизированное: отдельные функции (удержание зенитного угла, поддержание заданной кривизны) выполняет забойный контроллер, общая логика проводки остаётся за человеком.

Level 2 - замкнутый контур обратной связи: оператор задаёт целевые параметры траектории (угол, азимут, интенсивность набора кривизны), инструмент сам их удерживает по командам с поверхности; оператор постоянно контролирует процесс и корректирует цели.

Level 3 - самостоятельное поддержание траектории по геологической цели. Оператор загружает в инструмент полный план скважины (вертикальный участок, кривая, латеральный участок) один раз перед спуском, и забойный контроллер сам ведёт ствол к целевой точке: сам выбирает момент перехода с вертикали в кривую, удерживает заданную интенсивность набора кривизны, выходит в латеральный участок и удерживает его до конца секции. Команды с поверхности приходят только при отклонениях от плана или изменении геологической обстановки. Это переход от схемы «постоянный пилот» (Level 2) к «автопилоту по полётному заданию» (Level 3).

Level 4 - полностью без человеческого участия (на 2026 год коммерчески не реализован).

Отрасль расслоилась по уровню автономии. SLB ведёт коммерческие полевые проекты Level 3 на Ближнем Востоке (более 50 тысяч футов суммарной проходки в 2023-2024 годах [1]), на скважинах с высокой проектной интенсивностью набора кривизны [4] и при глубоководном бурении у побережья Африки в 2026 году [3]. Halliburton запустил в 2025 году [2] действующую полевую платформу Level 3 в Пермском бассейне с дистанционным операционным центром; технологическое ядро - полностью замкнутый контур автономного направленного бурения [11]. Baker Hughes развивает алгоритмическое направление автономного управления: модельно-ориентированные оценки параметров колонны и предиктивные модели траектории. Weatherford и NOV - серийный Level 2 / 2,5. Российские разработчики - Level 1 / 2.

Алгоритмическая основа Level 3 держится на трёх элементах: робастные регуляторы с переменными параметрами (англ. LPV - Linear Parameter-Varying), модельно-ориентированная оценка параметров компоновки в реальном времени и машинное обучение на исторических данных бурения. Ранние работы по переходу от слайдирования с забойным двигателем к автономному управлению РУС - в публикациях [5]; полевые кейсы повышения механической скорости проходки и снижения пространственной извилистости ствола при облачной автоматизации - в работе [6].

7. Технологические тренды

Развитие РУС идёт по нескольким направлениям.

Расширение типоразмерного ряда - в сторону малых сечений (Sparrow Boxer 3¾" для скважин малого диаметра) и в сторону больших (NOV VectorEXAKT до 14¾").

Перенос управляющего узла к долоту (англ. near-bit, при-долотная компоновка): SLB NeoSteer как самостоятельная линия, NOV VectorZIEL Mark II с резистивиметром у долота, интегрированные компоновки РУС с электромагнитным каротажем в ближней к долоту зоне [13].

Моторизация - РУС в сборке с забойным двигателем: SLB vorteX, Halliburton MARSS, Weatherford Magnus с двигателем HyperLine, Liuhe Greatness Pangolin.

Высокотемпературные исполнения - SLB ICE до 200 °С, Weatherford Revolution HeatWave Extreme до 200-210 °С при кратковременной экспозиции, Baker Hughes AutoTrak eXact (HPHT - англ. high pressure high temperature).

Электрические актуаторы вместо гидравлики - сдвиг от классической гидравлической линии (CAMCO [7], AutoTrak ранних поколений [8], Geo-Pilot [9]) к электромеханическим приводам с индивидуальной электронной командой на каждый управляющий элемент (Kinetic Upstream Kontour, пропорциональное управление в Weatherford Revolution [12]).

Упрощение и удешевление инструмента - управляемые сборки без сложной электроники (NOV DART, АВАЛОН — стартап США) и малогабаритные системы для скважин малого диаметра.

Импортозамещение и локализация в Российской Федерации - расширение собственных серийных разработок (ГЕРС, НПФ «Геофизика», НПП «Энергия») и локализация западных линий через компании-посредники (Геофит, Технологии ОФС, БурСервис).

Перспективные направления развития: переход российских разработчиков с Level 1 / 2 на Level 3, цифровой двойник компоновки низа бурительной колонны (англ. ВНА - Bottom Hole Assembly) и высокотемпературная электроника на базе карбида кремния (англ. SiC - silicon carbide) для условий выше 200 °С.

Заключение

За четыре десятилетия с первой опытной скважины компании Smart Drilling ZBE в Бельгии (1984 год) и за тридцать лет с первой коммерческой нефтегазовой РУС AutoTrak Baker Hughes (1997 год) [8] отрасль роторно-управляемого бурения прошла путь от инструмента точной геометрической проводки к инструменту с собственной логикой принятия решений. К 2026 году РУС перестала быть пассивным исполнителем команд бурильщика и становится автономной системой направленного бурения, в которой человек на поверхности - наблюдатель и постановщик геологических целей. Это сдвиг парадигмы. Развитие отрасли держится на трёх осях: архитектура инструмента, температурный режим и уровень автоматизации управления. Главный фронт конкуренции - именно по последней оси, на ближайшее десятилетие.

У российского сегмента РУС на 2025-2030 годы три направления: расширение серийного выпуска уже коммерциализированных собственных линий (ГЕРС РУС-120-GT, НПФ «Геофизика» РУС-121), увеличение типоразмерного ряда, доработка и выход в коммерцию новых линий (НПП «Энергия» и др.), локализация западных систем через компании-посредники (Геофит, Технологии ОФС, БурСервис). Переход российских разработчиков на Level 3 - естественная ниша ближайших лет, особенно при активном импортозамещении и формировании собственной производственной базы.

Список литературы

Научные публикации

1. Brovko M., Ignova M., Mantle K., Jones R., Zaitsev D. et al. Significant Progress in Downhole Automation Methods for Directional Drilling in the Middle East // SPE ATCE, 2024. DOI: 10.2118/219342-MS.
2. Halliburton. Autonomous Drilling Platform - An Enabler for Automated Steering Control and Remote Operations in the Permian // SPE/IADC Drilling Conference, 2025. SPE/IADC 223824. DOI: 10.2118/223824-MS.
3. Akhtar S., Ba S., Oumba R.L. et al. AI System Autonomously Executes Directional Drilling on a Deepwater Drillship in Africa // IADC/SPE Drilling Conference, 2026. DOI: 10.2118/230737-MS.
4. Ba S., Sahli H. et al. AI Solution Provides the Most Autonomous Framework of Directional Well Sections in High-DLS Well Plans // SPE/IADC Drilling Conference, 2025. SPE/IADC 223649. DOI: 10.2118/223649-MS.
5. Phan Van, Al Fakih, Gonzales et al. Transforming trajectory control from conventional motor drilling to autonomous RSS // OTC, 2023.
6. Osman, Gali, Ibrahim, Hasan, Dewidar. Autonomous Directional Drilling Revolutionizing Efficiency and Precision on LSTK Rigs // SPE ATCE, 2025. DOI: 10.2118/226893-MS.

Ключевые патенты

7. US 5 685 379 A. Method and apparatus for steerable rotary drilling / CAMCO International, 1998 (ранний push-the-bit с гидравлическим управлением).
8. US 5 706 905. AutoTrak rotary closed-loop steerable drilling system / Baker Hughes, 1998 (родоначальник линии AutoTrak).
9. US 6 244 361 B1. Geo-Pilot point-the-bit rotary steerable drilling system / Halliburton Energy Services, 2001 (родоначальник линии Geo-Pilot).
10. US 11 371 288 B2. Hybrid push-the-point-the-bit rotary steerable system / Halliburton Energy Services, 2022 (гибридная линия с наружными лопатками и внутренними поршнями вала).
11. US 12 281 562 B2. Closed loop fully autonomous directional drilling / Halliburton Energy Services, 2025 (Level 3 автономное направленное бурение).
12. US 10 364 608 B2. Proportional steering linkage control / Weatherford International, 2019 (пропорциональное управление в линии Revolution).
13. US 12 163 417 B1. Integrated drilling system: RSS control unit + EM LWD control unit / Schlumberger Technology Corp., 2024 (интегрированная компоновка РУС с электромагнитным каротажем в при-долотной зоне).

АППАРАТУРА И МЕТОДИКА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН (ПУСК)

Киргизов Д.И.

Институт ТамНИПИнефть (г. Бугульма), kirgizov-di@tatnipi.ru

Разработана и апробирована оригинальная конструкция управляемых электроприводов на геофизическом кабеле для проведения геофизических исследований и работ (ГИРС) в эксплуатационных колоннах диаметром 102, 114, 146 и 168 мм. Применение данного оборудования позволяет сократить время опрессовки эксплуатационной колонны до 19 часов на операцию и снизить эксплуатационные затраты на 74 млн руб. в год по сравнению с использованием насосно-компрессорных труб (НКТ).

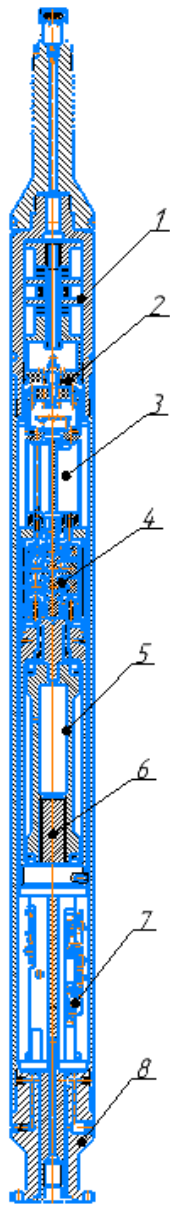
Управляемый скважинный электропривод «ПУСК» предназначен для выполнения различных технологических операций в нефтяных, газовых и нагнетательных скважинах совместно с вспомогательным оборудованием. Он обеспечивает передачу данных по геофизическому кабелю на наземный регистратор или другое совместимое устройство, а также позволяет проводить спуско-подъемные операции (СПО) без привлечения бригады подземного ремонта скважин (ПРС).

В настоящее время электропривод применяется для определения интервалов негерметичности обсадных колонн. Методика включает многократные переустановки пакера на различные глубины с последующей опрессовкой давлением, одновременную регистрацию подпакерного и надпакерного давлений, локацию муфтовых соединений и контроль положения штока.

Конструкция и принцип работы управляемого скважинного электропривода ПУСК показан на рисунке 1.

Электропривод состоит из: головки приборной с локатором муфт 1, в которой установлен распределитель 2, электродвигателя 3; редуктора 4; гайки ходовой 5, винта 6, направляющей 7 и корпуса 8.

Электронная часть электропривода состоит из платы измерения давлений, положения штока, локатора муфт, платы реверса, датчика положения штока, платы переходной.



1 - Головка приборная с локатором муфт; 2 - Распределитель;
 3- Электродвигатель; 4 – Редуктор; 5 – Гайка ходовая; 6 – Винт;
 7 – Направляющая; 8 – Корпус.

Рисунок 1 - Общий вид ПУСК

Электропривод в собранном виде, совместно с соответствующим пакером, спускается в скважину на геофизическом кабеле. После достижения заданной глубины по кабелю подается электрическое напряжение на двигатель электропривода. Под действием крутящего момента через планетарный редуктор 4 и винтовую пару (винт 6, гайка 5) винт 6 перемещается вверх, тем самым совершая поступательное движение, которое с помощью вспомогательного оборудования преобразуется в какое-либо действие. В настоящее время имеется 3 типа электропривода и 6 типов пакеров. Соответствие пакеров электроприводам приведено в таблице 1.

Таблица 1

Тип электропривода	Обозначение типа пакера	Диаметр пакера мм	Внутренний диаметр колонны мм
ПУСК-118	ПГ-118	118	126-130
ПУСК-118	ПГ-118-01	136	144-148

ПУСК-118	ПГ-118-02	140	148-154
ПУСК-118	ПГ-118-03	145	153-160
ПУСК-88	ПГ-88	88	98-105
ПУСК-78	ПГ-78	78	88-94

Оформлена заявка на изобретение № 2025124671 «Устройство поинтервальной опрессовки обсадной колонны на геофизическом кабеле». Производство электроприводов и пакеров освоено в опытно-экспериментальном производстве института «ТатНИПИнефть». Производственная эксплуатация ведётся в ООО «ТНГ-АлГИС».

ИСПРАВЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ СПИРАЛЕВИДНОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА ПОКАЗАНИЯ ЗОНДА ГГКП В АЗИМУТАЛЬНЫХ ПРИБОРАХ РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА LWD-2ННК-ГГКЛП ПРОИЗВОДСТВА ООО «НПП ЭНЕРГИЯ»

Меженская Т.Е., Цветкова В.Ю.
(ООО «НПП Энергия», г. Тверь)

Ключевые слова: плотностной гамма-гамма-каротаж, измерения в процессе бурения, геометрический фактор зонда.

С каждым годом растет доля скважин, бурящихся с записью азимутальных данных. Азимутальные данные позволяют оценить угол и азимут падения пластов, определить произошел выход из пласта вверх или вниз для правильной корректировки траектории скважины. По данным азимутальных имиджей определяются углы и азимуты падения напластования, широко используемые для решения многих геологических задач, например, подтверждения структурного плана, определения внутренней косои слоистости и возможной анизотропии ФЕС, подтверждения фациальной модели, выделения границ несогласия и т.д.

Однако, нередко стволы скважин имеют спиральные дефекты (осцилляции ствола скважины), которые снижают точность измерений геофизических параметров, особенно для методов имеющих сравнительно малую глубину.

Спиралевидный ствол – частое явление при бурении наклонных и горизонтальных скважин (особенно при использовании винтовых забойных двигателей).

Спиралевидные стволы требуют дополнительной проработки перед установкой колонны. Однако, при каротаже в процессе бурения невозможно провести дополнительную проработку ствола до проведения замеров.

Главной проблемой при регистрации данных в спиралевидных стволах является чередование углублений и пиков в стенке скважины. Для наглядности представим стенку скважины в виде синусоиды.

При прохождении зондовой части прибора по стенке спиралевидного ствола малый зонд находится на максимуме синусоиды, в то время как большой зонд находится на минимуме синусоиды. В результате чего, в один и тот же момент времени один зонд является прижатым к стенке скважины, а второй зонд имеет зазор.

Расчет плотности в приборе проводится по разностной методике [1].

Методика обработки данных ГГКп при расчете плотности породы учитывает тот факт, что изменение показаний плотностных зондов при изменении толщины и плотности промежуточной среды (глинистой корки) тесно связано с величиной $N_M = N_{ПС} \times (\sigma_{ЭКВ} - \sigma_{ПС})$.

Параметр N_M есть массовая толщина зазора между зондом и стенкой скважины. Этот факт позволяет описать расчетную плотность малого $\sigma_{МЗ}$ и большого $\sigma_{БЗ}$ зондов в виде функции двух параметров

$$\sigma_{МЗ} = F_{МЗ}(\sigma_{ЭКВ}, N_M),$$

$$\sigma_{БЗ} = F_{БЗ}(\sigma_{ЭКВ}, N_M).$$

Результатом решения этой системы уравнений (разностная методика либо методика “spine and ribs”), является плотность породы $\sigma_{ЭКВ}$ и толщина промежуточной среды между зондом и стенкой скважины $N_{ПС}$

$$\Delta\sigma = \sigma_{БЗ} - \sigma_{МЗ},$$

$$\sigma_{ЭКВ} = \sigma_{БЗ} + F(\Delta\sigma),$$

$$N_M = F_{МЗ}^{-1}(\sigma_{ЭКВ}, \sigma_{МЗ}) \text{ либо } N_M = F_{БЗ}^{-1}(\sigma_{ЭКВ}, \sigma_{БЗ}),$$

$$N_{ПС} = N_M / (\sigma_{ЭКВ} - \sigma_{ПС}).$$

Из чего следует, что при наличии спиралевидного ствола получается систематические ложные аномалии в конфигурации кривой и смещение средней плотности.

В компании ООО «НПП Энергия» уже проводились теоретические исследования по определению возможных способов исправления влияния спиралевидного ствола. По их результатам наиболее эффективным методом на данный момент признан метод увязки показаний зондов с последующей фильтрацией данных [2].

Целью данного исследования является оценка эффективности данного метода исправления влияния спиралевидного ствола скважины на показания зонда ГГКп и улучшения качества имиджа плотности.

В работе использовались 4 скважины из разных месторождений и с разными характеристиками спирали в стволе.

После введения корректировок во всех скважинах наблюдалось снижение дифференциации кривой плотности и улучшение качества имиджа.

Далее будет проводиться автоматизация данного алгоритма, позволяющая исправлять влияние спиралевидного ствола в процессе обработки.

**ЦИФРОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ, МЕТРОЛОГИЯ,
ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИС
ПОИСК, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И
ГАЗА**

ВЛИЯНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО СООБЩЕСТВА НА РАЗВИТИЕ ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИС

Баязитов С.Р.

ООО НПЦ «ГеоТЭК» (г. Уфа), bayazitov.sr@geotec.ru

Эволюция программного обеспечения (ПО) для интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) обусловлена не только развитием технических средств, но также и симбиозом между разработчиками инструментов и их конечными пользователями – геофизическим сообществом. Запросы специалистов-интерпретаторов, сформулированные в условиях реальных производственных задач, служат ключевым драйвером развития функциональности, точности и удобства ПО. Данный доклад исследует механизмы и количественные параметры этого влияния на примере многолетнего развития одного из отечественных программных комплексов, а именно – системы «Прайм».

Переход от ручных графических методов к цифровой обработке, связанный с распространением персональных компьютеров в 1980-х годах, стал первым ответом на потребность сообщества в повышении скорости и объективности интерпретации ГИС [1]. Далее внедрение объектно-ориентированного программирования позволило создать гибкие, интуитивные и легко адаптируемые платформы, что напрямую отвечало сложности и разнообразию геофизических данных [2].

С методологической точки зрения разработка ПО может осуществляться в двух основных парадигмах: продуктовой (когда разработчик инициирует создание функционала на основе своего видения рынка) и заказной/проектной (полностью под требования конкретного клиента). В индустрии ПО для интерпретации ГИС преобладает продуктовая модель. Однако именно после выпуска продукта на рынок начинается фаза его непрерывной эволюции под прямым воздействием пользователей. Таким образом, центральным вопросом становится не «влияет ли сообщество на развитие?», а «как, в какой степени и через какие механизмы это влияние реализуется?»

Для объективной оценки влияния пользователей на развитие ПО был проведен анализ базы обращений пользователей программного комплекса «Прайм» (компания ООО НПЦ «ГеоТЭК»), находящегося в развитии более 30 лет. С 2011 года все запросы фиксируются в CRM- и task-трекерах. За этот период зарегистрировано более 28000 инцидентов (обращений в службу поддержки) и более 35000 задач в системе управления разработкой. Анализ показал, что 21% (около 6000) от всех обращений составляют запросы на модификацию существующего функционала. Это значительная доля, учитывая, что архитектурные решения и новые модули инициируются компанией-разработчиком. На реализацию этих пользовательских запросов было затрачено более 79000 человеко-часов программистов, что подтверждает их серьезный приоритет в процессе разработки.

Ярким примером значительного влияния сообщества на разработку системы «Прайм» является развитие модуля обработки данных профилометрии:

- Повышение удобства пользования. По обращениям пользователей в модуль был добавлен расчет новых параметров в выгрузку результатов, улучшена работа с 3D-визуализацией и доработаны инструменты настройки цветowych карт. Эти изменения напрямую повысили эффективность ежедневной работы интерпретатора.
- Добавление нового функционала. По запросам сообщества была реализована возможность одновременной 3D-визуализации нескольких наборов данных для сравнительного анализа, добавлен специализированный график коррозии, а также инструменты для автоматического выделения и количественной характеристики аномалий (длина, ширина, площадь).

Проведенное исследование наглядно демонстрирует, что влияние геофизического сообщества на развитие специализированного ПО является не просто значительным, а системообразующим. В современных реалиях развитие программных комплексов для интерпретации ГИС невозможно представить без постоянной обратной связи с конечными

потребителями. Модель развития в продуктовой парадигме реализуется как цикл: компания-разработчик предлагает рыночный продукт (новый модуль или платформу), а после его внедрения геофизическое сообщество через запросы на доработку, исправление и улучшение UX становится главным заказчиком его эволюции. Именно на этом этапе процент контента, инспирированного пользователями, приближается к показателям заказной разработки.

Таким образом, современное ПО для интерпретации ГИС – это результат непрерывного диалога и совместной работы разработчиков и геофизиков. Учет этого опыта и формализация каналов обратной связи (как в представленном примере с CRM-системой) являются критически важными для создания конкурентоспособных и действительно полезных для науки и производства инструментов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Dunscumb, M. The evolution of geoscientific software – The past, present and future / M. Dunscumb, L. Godwin, N. Valleau, D. Mortimer // Symposium on the application of geophysics to engineering and environmental problems. – 2021. – Pp. 135-136.
- Ahmadulin, R.K. Object-oriented programming when developing software in geology and geophysics / R.K. Ahmadulin, L.N. Baranovskaya // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – №50. – 012049.

РАЗРАБОТКА УНИВЕРСАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ДАННЫХ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Горбачёва Анна Павловна

Ведущий инженер

Управление геологического сопровождения бурения скважин

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

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

Телефон: 8-342-23-36-186, 8-951-937-80-84

E-mail: Anna.Gorbacheva@lukoil.com, Nurkovna@yandex.ru

Еремеев Никита Сергеевич

Старший менеджер

Управление геологического сопровождения бурения скважин

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

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

Телефон: 8-342-23-36-201, 8-922-324-3797

E-mail: Nikita.Eremeev@lukoil.com; Eremeeff.Nikita2013@yandex.ru

Цветкова Валентина Юрьевна

Ведущий инженер по внедрению ПО

программно-методического отдела

ООО «НПП Энергия»

Рабочий адрес – г. Тверь, ул. Индустриальная 2, к.1

Телефон: 8-904-018-38-41

E-mail: Tsvetkovavy@mail.ru

При выполнении работ по геолого-геофизическому сопровождению бурения горизонтальных скважин (ГС) специалисты зачастую сталкиваются с проблемами сервисного характера в подрядных компаниях, предоставляющих для бурения скважин отечественную аппаратуру LWD.

В статье представлен опыт ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» по разработке требований для их решения.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, каротаж в процессе бурения, оценка качества

Постановка задачи

В ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» имеется уникальный опыт – заключения по предварительной интерпретации данных LWD в процессе бурения горизонтальных скважин, а также окончательные заключения по скважинам выдаются заказчику силами собственных специалистов-геофизиков, а не представителями сервисных компаний по наклонно-направленному бурению (ННБ).

Привычная цепь производственного процесса «завод-изготовитель аппаратуры – компания, выполняющая геофизические исследования – заказчик работ» стала не актуальна по причине недостаточного контроля качества, предоставляемых в службу заказчика данных, и отсутствием квалифицированных геофизиков-интерпретаторов каротажа в процессе бурения скважин у подрядчиков.

Однако, первичную обработку и подготовку данных продолжают выполнять представители подрядчиков в виду того, что программное обеспечение для каждого геофизического модуля LWD имеет свою специфику и передается заводами-изготовителями компаниям по ННБ при покупке оборудования вместе с приборами.

Ввод поправок за условия измерений и оценка качества данных, остаются в зоне ответственности исполнителей полевых работ - специалистов сервисных компаний. Которые

должны выполняться в соответствии с методическими рекомендациями производителя аппаратуры.

Если требования к выдаче окончательных заключений по скважинам в службу заказчика регламентированы как государственными документами, так и внутренними техническими требованиями нефтегазовых компаний [3, 4, 5], то процесс первичной подготовки данных и требования к их предоставлению не имеют единых стандартов. Каждая подрядная организация предоставляет данные по-своему.

Решение задачи

В связи с наличием различных производителей аппаратуры LWD на российском рынке, большим количеством подрядчиков, оказывающих сервис ННБ на активах компании, в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» появилась необходимость проводить оперативную оценку качества, выполняемой подрядчиками, первичной подготовки данных и разработать внутренние регламентирующие документы по части геолого-геофизического сопровождения бурения – требования к модулям LWD в составе забойных телесистем, качеству данных и наборам параметров для предоставления в службу заказчика по комплексу методов: ГК, ННКт, ДС, ИК (РЕЗ), ГГКлп, инклинометрия.

Специалисты ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», выполняющие окончательную интерпретацию данных LWD, должны контролировать подрядные компании на предмет соблюдения ими следующих требований:

- корректной настройке оборудования LWD,
- достаточности метрологического обеспечения модулей,
- используемого аппаратурного программного обеспечения для выполнения первичной обработки данных,
- достаточности результатов первичной обработки и оценки её качества.

Требования включают в себя разделы по предоставлению в службу заказчика данных до начала работ на скважине, по предоставлению данных в режиме реального времени и из памяти приборов.

Данные требования разрабатывались совместно с представителями заводов-изготовителей аппаратуры LWD [1,2], в документе учтены особенности типов аппаратуры, которые не представляется возможным описать и учесть при составлении обобщенных регламентов и методических рекомендаций.

Разработаны шаблоны для предоставления данных и результатов первичной обработки, выполнена систематизация набора параметров, документации и форм отчетности, с целью упрощения контроля качества при приемке выполненных подрядчиком работ.

Выводы

Требования разработаны для выработки универсальной системы оценки качества входящих данных в процессе бурения горизонтальных скважин.

Опыт по контролю качества, реализованный в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», позволит:

- сократить трудозатраты специалистов, выполняющих окончательную интерпретацию, на поиск большого объема необходимой информации;
- стандартизировать наборы параметров, формы отчетности для предоставления в службу заказчика;
- повысить качество входящих данных при бурении ГС на активах компании;
- в целом повысить качество предоставления услуг по геолого-геофизическому сопровождению бурения ГС в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»;
- обеспечить выполнение плановой проводки ГС в целевом интервале в процессе геонавигации скважин.

В случае отсутствия у подрядчиков по ННБ собственных специалистов-геофизиков для выполнения первичной подготовки данных LWD, рекомендуется передавать эту функцию в программно-методические отделы заводов-изготовителей оборудования.

Литература

В.А. Велижанин, Н.Г. Лобода, А.А. Быховец. Контроль качества данных плотностного гамма-гамма-каротажа по результатам акустической кавернометрии (на примере аппаратуры LWD ООО «НПП Энергия») // НТВ «Каротажник». 2025. №6 (338). С. 51-61.
Т.Е. Меженская, В.Ю. Цветкова, И.В. Андреев, Д.Ю. Моргун, А.С. Михайлов. Методика оценки состояния прибора LWD по результатам калибровки // НТВ «Каротажник». 2025. №6 (338). С. 83-91.

Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений». РД. Утв. и введен в действие с 01.10.2023 г. Протоколом НТС Федерального агентства по недропользованию (ФАН Роснедра) от 05.10.2023 г. № 03-17/8-пр**. М., 2023. 85 с.

Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах: РД 153-39.0-072-01 Минэнерго России, 2001, отв. ред. Козяр В.Ф.: М., Изд-во ГЕРС.

Техническое задание на предоставление информации в цифровой форме по скважинам, находящимся в бурении действующего фонда. ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Пермь. 2022.

**НИЖНЕПЕРМСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС БАШКОРТОСТАНА:
ГЕОЛОГИЯ, ТИПИЗАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ И ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ**

Утопленников В.К.

*старший научный сотрудник, к.г.-м.н.**Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия**vutoplennikov@ipng.ru*

Ершов А.В.

*научный сотрудник**Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия*

Формирование системного представления о закономерностях размещения крупных нефтегазоносных территорий восходит к началу XX века, когда были заложены теоретические и методологические основы геотектонического подхода к районированию. Одним из ключевых этапов в развитии этой парадигмы стало обоснование академиком И. М. Губкиным [1,2] в 1934 году классификации нефтегазоносных провинций, в которой геотектонические критерии выступали доминирующим фактором при выделении крупных нефтегазоносных областей. Эта концепция логически продолжала и развивала наблюдения и гипотезы, высказанные ещё в конце XIX — начале XX века такими исследователями, как А. Абих, Н. В. Соколов и А. В. Иванов, которые первыми обратили внимание на тесную связь между локализацией углеводородных залежей и наличием трещинно-разломных систем в недрах. Постепенное накопление геологического материала и совершенствование методов исследования позволили уточнить, что благоприятные условия для аккумуляции углеводородов чаще всего создаются в породах с повышенной пористостью, кавернозностью и трещиноватостью, а также в пределах крупных антиклинальных структур, способных формировать крупные ловушки для мигрирующих флюидов [3].

Историческая эволюция антиклинальной теории и её практическое применение в нефтяной геологии получили развитие в работах ряда отечественных и зарубежных учёных начала XX века. Труды П. П. Михайловского, Н. И. Андрусова, И. М. Губкина, Д. В. Голубятникова и их последователей внесли существенный вклад в понимание роли складчатых структур в формировании зон нефтегазонакопления, а также в осознание того, что строение фундамента и перекрывающих комплексов определяет не только возможные источники углеводородов, но и пути их миграции и механизмы аккумуляции. Эти исследования заложили методологическую базу для последующих работ по геотектоническому районированию и прогнозированию нефтегазоперспектив на региональном уровне [4].

Практическая реализация геотектонического подхода требует детального изучения строения консолидированного фундамента и установления конкретных связей между его морфологией, геологическим строением и историей развития вышележащих структурных этажей [5]. В этом контексте особое значение приобретает анализ верхней части разреза, представленной пермским нефтегазобитуминозным комплексом, который выступает в роли крупного регионального мегарезервуара. Изучение свойств и пространственного распределения этого комплекса, его стратиграфических и литолого-фациальных особенностей, а также взаимосвязей с структурами фундамента позволяет не только уточнять перспективы нефтегазоносности, но и формировать обоснованные прогнозы по перспективным участкам для поисково-разведочных работ.

Значительный вклад в картирование и интерпретацию рельефа фундамента Волго-Уральской нефтегазоносной провинции внес И. С. Огарин [6], подготовивший в 1981 году детализированную карту рельефа фундамента на основе интеграции грави-магнитных и сейсмических материалов. Эта карта стала важным инструментом для нефтегеологического районирования юго-восточной окраины Восточно-Европейской платформы, поскольку при её составлении были учтены данные по всему геологическому разрезу протерозойских и палеозойских отложений, накопленные в ходе многолетних геологоразведочных работ. Комплексный анализ таких материалов позволил уточнить границы крупных тектонических

элементов, выявить зоны разломной активности и определить структурные предпосылки формирования нефтегазоносных систем, что в свою очередь обеспечило более точную привязку перспективных объектов к конкретным геотектоническим условиям[7,8].

Современные региональные тектонические схемы демонстрируют, что юго-западная часть Башкортостана и прилегающие территории Пермской области, Удмуртии, Татарстана и Оренбургской области располагаются в сложной системе крупных структурных элементов, включающей Пермский, Башкирский, Оренбургский и Татарский своды, Серноводско-Абдулинский авлакоген и Предуральский передовой прогиб, находящиеся в зоне перикратонного погружения Урала. Такое сочетание сводов, впадин и авлакогенов формирует пространственную неоднородность геологического строения, создают разнообразие структурных и фациальных условий и определяет сложную картину распределения коллекторов, флюидоупоров и зон миграции углеводородов[9,10].

Для формирования и длительного сохранения зон регионального нефтегазанакопления в пределах крупных нефтегазоносных территорий необходима совокупность факторов, включающая наличие крупных тектонических элементов, нефтематеринских толщ, флюидоупоров, а также условий, обеспечивающих эффективную миграцию и аккумуляцию углеводородов. Крупные тектонические структуры — своды, впадины, авлакогены и региональные разломы — задают общую геометрию бассейна и контролируют распределение структурно-фациальных мегазон различного генезиса. Наличие нефтематеринских отложений в нижнепермском комплексе обеспечивают источники углеводородов, тогда как присутствие эффективных коллекторов и надёжных флюидоупоров создаёт предпосылки для их накопления в виде промышленных скоплений. Важную роль играют также крупные зоны региональных разломов как в фундаменте, так и в осадочном чехле, поскольку они формируют каналы для миграции флюидов, влияют на локальную перестройку фациальных условий и могут выступать как фактор, способствующий как аккумуляции, так и деградации потенциальных резервуаров[11].

Детальный структурно-фациальный анализ, выполненный по кровле репера К4 и по основным маркирующим горизонтам сакмарского и ассельского ярусов, позволил выделить два доминирующих направления зональности нижнепермских отложений и подстилающих комплексов каменноугольного, девонского и нижнепалеозойского возраста. Первое из них, субширотное направление, связано с развитием региональных трансформных разломов, эволюция которых тесно сопряжена с формированием Уральской складчатой системы. Эти трансформные структуры определяют субширотную протяжённость зон тектонической деформации и оказывают существенное влияние на распределение коллекторов и флюидоупоров. Второе направление, субмеридиональное, контролируется системой конформных разломов, возникших в условиях чередования фаз растяжения и сжатия. В результате этих тектонических процессов сформировались девонские грабенообразные прогибы и горстовидные поднятия, а также зоны взбросо-надвигов и поддвигов, характерные для палеосубдукционных тектонических зон. Именно такие структуры часто выступают локальными контролирующими факторами при формировании нефтегазовых месторождений, задавая пространственную локализацию ловушек и определяя пути миграции углеводородов[12].

Практическая значимость выделения субширотной и субмеридиональной зональности заключается в возможности более точного планирования поисково-разведочных работ. Учет направленности структурно-фациальных зон позволяет оптимизировать выбор методов геофизических исследований, направлений бурения и интерпретационных подходов, что в конечном счёте повышает эффективность оценки промышленной нефтегазоносности пермских мегарезервуаров. Комплексный подход, сочетающий картирование поверхности и структуры фундамента, стратиграфический анализ и фациальную интерпретацию, даёт возможность не только выделять перспективные участки, но и прогнозировать их внутреннюю неоднородность, что важно при планировании детальных геологоразведочных работ и эксплуатационных технологий[13].

Апробация предложенных научно-методических подходов на примере изучения нижнепермских карбонатно-сульфатных толщ на юго-восточном склоне Южно-Татарского свода показала высокую результативность разработанного комплекса исследований. Применение интегрированных методов, включающих анализ сейсмических профилей,

интерпретацию грави-магнитных аномалий, стратиграфическую корреляцию и фациальную реконструкцию, позволило выделять и картировать зоны мегарезервуаров с достаточной степенью детализации для практического использования. Полученные результаты подтвердили, что сочетание структурно-фациального, петрофизического анализа и использование результатов картирования рельефа фундамента является эффективным инструментом при прогнозировании распределения коллекторов и флюидоупоров в сложных тектонических условиях.

Особое внимание в рамках проведённых исследований уделялось ряду локальных зон нефтегазонакопления, среди которых Рятамакско-Николашкинская, Тарказино-Чегодаевская и Бузатовско-Большекинельская и другие дислокации представляют собой примеры областей с высокой перспективностью. В пределах этих зон предполагается наличие комбинированных типов нефтегазовых скоплений, локализованных в нижнепермских карбонатных и рифогенных толщах, которые формируют нижний этаж пермских мегарезервуаров. Эти породы характеризуются сложной внутренней литологической и фациальной неоднородностью, но при этом содержат значительные ресурсы битуминозных веществ, высоковязкой и традиционной нефти, что делает их привлекательными для дальнейшего детального изучения и промышленного освоения с использованием инновационных технологий.

Подводя итог, следует отметить, что интеграция геотектонического анализа, детального картирования рельефа фундамента и стратиграфо-фациальной интерпретации обеспечивает надёжную методологическую основу для прогнозирования и оценки нефтегазоперспектив в пределах крупных провинций и областей. Выделение и учёт субширотной и субмеридиональной зональности, а также внимательное рассмотрение роли крупных разломных систем и локальных флюидоупоров, позволяют формировать более обоснованные модели распределения углеводородов и оптимизировать поисково-разведочные стратегии [14]. Дальнейшее развитие этих подходов, в том числе за счёт применения современных методов геофизики, геохимии и численного моделирования, позволяет повысить точность прогноза и эффективность освоения сложных нефтегазоносных систем, представленных пермскими мегарезервуарами и сопутствующими им структурно-фациальными зонами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Губкин И.М. Киселев С.П. Мировые нефтяные месторождения – М., Гос. Отд. Научно-технической информ. 1934, 362 с.
- Губкин И.М. Уральско-Волжская нефтеносная область (второе Баку) Изд. АН СССР 1946г.
- Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. Изд Недра 1973 г, 344с.
- Успенская Н.Ю. О принципах классификации нефтеносных провинций М, Изд. Гост11оптехздат 1947 с 92-95 (Труды МНИ им И.М.Губкина, вып 5)
- Огаринов И.С, Алексеев А.А, Арсланбекова Л.Б. и др. Нефтегеологическое и металлогеническое районирование юго-восточной окраины Русской платформы и западного склона Южного Урала и направления поисково-разведочных работ. Уфа 1981 г. Препринт доклада Президиуму Башкирского филиала АН СССР 70 стр. с ил.
- Огаринов И.С. и др. Кристаллический фундамент Востока Русской плиты и Южного Урала. Доклад Института геологии Башкирского филиала АН СССР Уфа, 1980 64 с с ил.
- Лозин Е.В. Геология и нефтеносность Башкортостана. Уфа 2015г.
- Утопленников В.К., Драбкина А.Д. Классификация местоскоплений нефти и газа Бельской впадины Предуральского прогиба на основе их генезиса Актуальные проблемы нефти и газа. Вып 4 (23) 2018.
- Утопленников В.К. Самигуллин Х.К., Антонов К.В. и др. Нижнепермский нефтегазоносный комплекс платформенной части юго-запада Башкортостана И. Издательство Академии горных наук.М. Изд.АГН 2000г.255с.
- Хисамов Р.С., Войтович С.Е., Ахметшин А.З., Сухов К.А. Геологические основы поисков и разведки месторождений сверхвязкой нефти в центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Казань: Изд. «Наследие нашего народа» 2022 г. 184 с.

11. Утопленников В. К., Ершов А.В. Нижнепермские отложения Башкортостана: структурно-фациальные особенности и инновационные методы разработки // Инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: Сборник трудов VI Международной научно-практической конференции, посвященной 80-летию Победы в Великой Отечественной войне, Ставрополь, 24–28 октября 2025 года. – Ставрополь: ООО "Бюро новостей", 2025. – С. 367-372. – EDN KYVXVE.
12. Утопленников В. К., Ершов А.В. Оценка нижнепермских мегарезервуаров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с трудноизвлекаемыми запасами на примере Бижбулякской площади Башкортостана // Новая техника и технологии для трудноизвлекаемых запасов углеводородов: ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ XXXI НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ИМ. ЛАПТЕВА В.В., Уфа, 21 мая 2025 года. – Уфа: ООО "Новтек Бизнес", 2025. – С. 76-79. – EDN SISHSV.
13. Утопленников В. К., Ершов А.В. Инновационные подходы уточнения геолого-геофизических моделей нижнепермских локальных поднятий наклонно-направленным бурением на Бахтинском нефтяном месторождении Башкортостана // Технологическое лидерство и устойчивое развитие: инновационные подходы и решения для будущего нефтегазовой отрасли : Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию образования ПАО "Татнефть" им. В.Д. Шашина, Казань, 26–28 августа 2025 года. – Казань: Издательство "Фэн" Академии наук Республики Татарстан, 2025. – С. 83-85. – EDN CXVMEQ.
14. Утопленников В. К., Ершов А. В. Нижнепермские резервуары углеводородов на примере Бижбулякского участка Башкортостана с целью оценки промышленной нефтегазоносности // Экспозиция Нефть Газ. – 2025. – № 3(113). – С. 26-31. – DOI 10.24412/2076-6785-2025-3-26-31. – EDN VISMQQ.

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ИНТЕРПРЕТАЦИИ СПЕЦИАЛЬНЫХ МЕТОДОВ ГИС НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН ЗА СЧЕТ СНИЖЕНИЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ОЦЕНКИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

Бурикова Т.В.

¹Филиал ООО «РН-ГИР» в г.Уфа-БашНИПИнефть, ²УГНТУ (г.Уфа), BurikovaTV@RN-GIR.rosneft.ru

Амекачева Ф.Ф.

Филиал ООО «РН-ГИР» в г.Уфа-БашНИПИнефть, ZiyatdinovaFF@RN-GIR.rosneft.ru

Мухаметьянов А.С

ООО «Башнефть-ПЕТРОТЕСТ» (г.Уфа), MUKHAMETYANOVAS@bn.rosneft.ru

С развитием технологий цифрового геологического моделирования, геофизические исследования скважин (ГИС) значительно повысили свою информативность за счет применения, в первую очередь, высокотехнологичных методов ГИС, таких как микроимджеры, в частности электрический микросканер (ЭМС), ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), кросс-дипольная акустика (КДА). Распределение литофаций, структур пород, связи пористости, проницаемости и остаточной (связанной) водонасыщенности являются наиболее важными при оценке запасов и добывающих возможностей продуктивного пласта. В настоящее время результаты интерпретации геофизических исследований (РИГИС) включают не только выделенные коллектора и коэффициенты нефтенасыщения (Кн), но и описывают его качество, в виде маркера петротипа (рисунок 1). Особенно это актуально, когда речь идет о карбонатных и терригенных коллекторах со сложной структурой пустотного пространства.



Рисунок. 1 Схема использования комплекса ГИС при формировании РИГИС

Интерпретация данных специального комплекса ГИС, как и большинства методов, зависит от петрофизических констант, которые необходимо настраивать на керновые данные. Поэтому совместно с компанией ООО «Башнефть-Петротест» была проведена методическая работа, направленная на повышение качества интерпретации данных специальных методов ГИС, запись которых проводится практически во всех скважинах поисково-разведочного и параметрического бурения на территории Башкортостана. В рамках данной работы было проведено детальное изучение кернового материала, которое включало как литологическое описание, так и проведение специального комплекса лабораторных исследований: определение пористости (Кп), проницаемости (Кпр), остаточной водонасыщенности (Кво), ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) при 100% насыщении аналогом пластовой воды и остаточном насыщении. А также использован большой фонд результатов испытаний, призванных в первую очередь обосновать признаки коллектора и характера насыщения.

В работе поставлены сразу несколько задач, при решении которых выработаны методические рекомендации для интерпретации данных высокотехнологичных методов ГИС на территории Республики Башкортостан в условиях карбонатного и терригенного разреза. Литотипизация терригенных и карбонатных пород по керну и специальным методам ГИС.

Сканирующие технологии, которые используются в приборах ЭМС, давно нашли свое применение для решения геологических задач по выявлению структурно-текстурных особенностей пластов, условий их залегания, выделения вторичной пористости и т.п. Однако понимание литолого-фациальных особенностей изучаемой территории дает возможность снизить неопределенности, возникающие при интерпретации данного метода. Поэтому для продуктивных пластов, включающих терригенную толщу девона и нижнего карбона, а также карбонатные толщи верхнего девона, нижнего и среднего карбона, пермских отложений, геологами проведена детальная литотипизация полноразмерного керна порядка 1900 г/м из 21 скважины, охвативших все основные фациальные зоны для перечисленных отложений. В процессе описания керна каждый из выделяемых литотипов на керне сопоставлялся с результатами исследований высокотехнологичных методов ГИС, в частности с ЭМС и ЯМК. Так, например, на рисунке 2 представлен планшет с выделением интервала, описанного геологом как известняковая брекчия с карбонатным заполнителем. Данный литотип характерен для зоны карбонатного склона, а также депрессионной фациальной зоны. Фотографии керна на планшете представлены в дневном (ДС) и ультрафиолетовом (УФ) свете.

По данным ЭМС отмечается вытянутая пятнистость, связанная с наличием известняковой брекчии (в отличие от биотурбации пятнистость неравномерно распределена по глубине, пятна большего и различного размера, отсутствуют выраженные вертикальные и субвертикальные линии). Кп_ЯМК ниже 3%, преобладают поры малого и среднего диаметра (сигнал в области капиллярно-связанного флюида 3,3-90 мс). Эффективная пористость и вторичная пористость для данного литотипа не выявлена.

Основная задача сопоставления специальных методов ГИС с описанием керна - распознать специфические параметры, проявляющиеся на данных ГИС, свойственные только выбранному литотипу, для дальнейшего прогнозирования характеристик пород в интервалах отсутствия керна. Результаты выполненной литотипизации сгруппированы и обобщены в атласе по типам исследуемых отложений, что повысило компетенцию как специалистов-петрофизиков, так и геологов при интерпретации имиджеров [1].

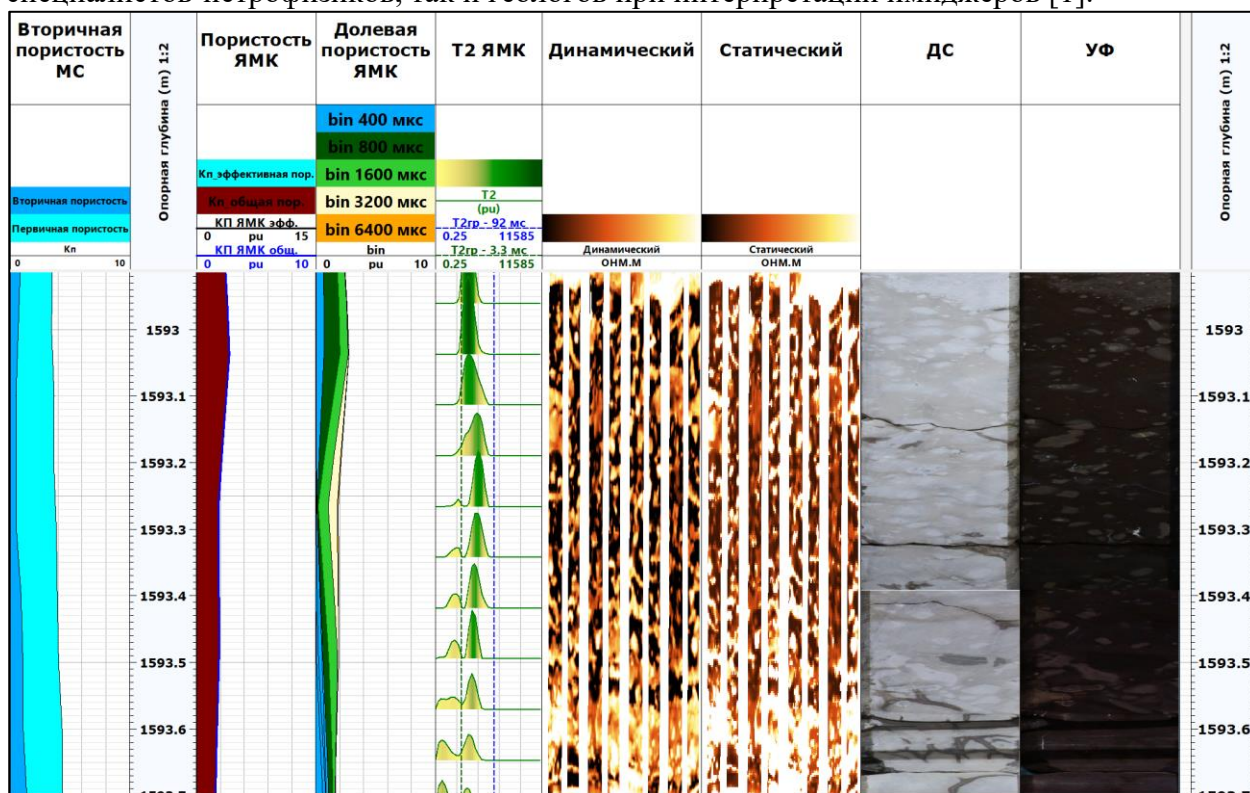
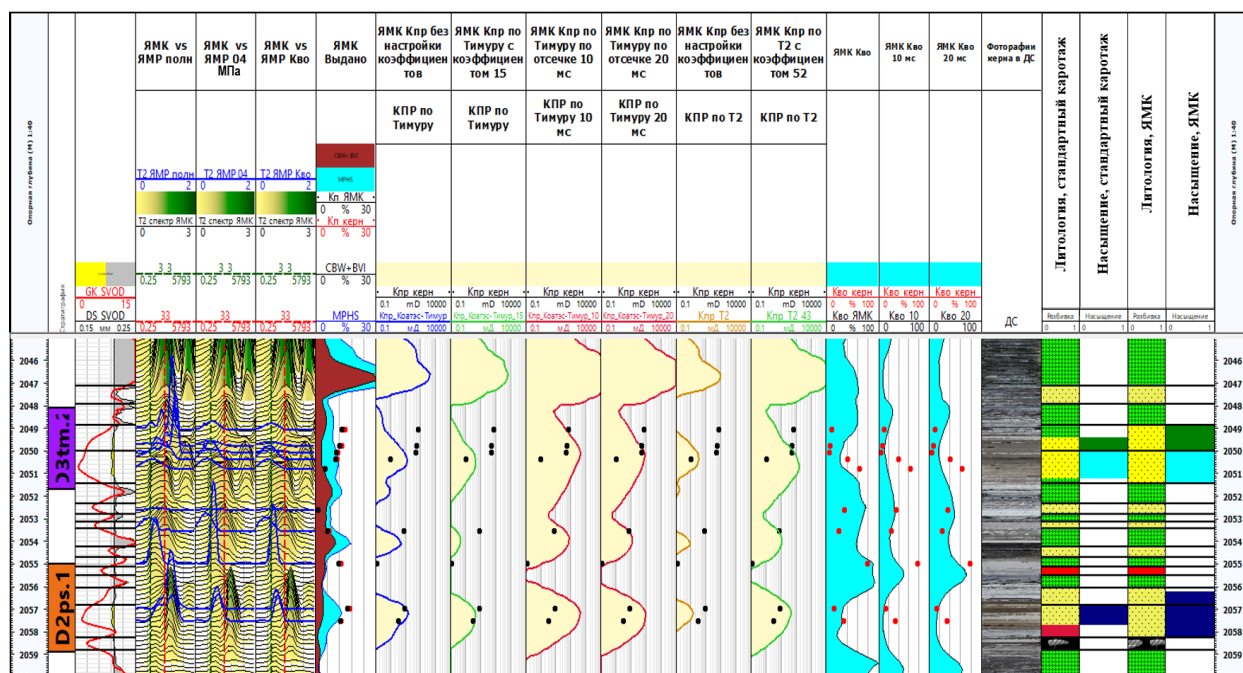


Рисунок. 2 Пример сопоставления керна и специального комплекса ГИС

Уточнение петрофизических констант, используемых при расчете параметров, в интерпретационной модели обработки специальных методов ГИС. Уточнение диапазона изменения граничных значений времени поперечной релаксации (T_{2gr}) для различных типов коллекторов является основной задачей при настройке интерпретационной модели расчета эффективной пористости методом ЯМК. На основе керновых исследований проведен анализ изменения данного параметра в зависимости от стратиграфической, литологической и структурной неоднородности пород, согласно имеющейся типизации карбонатных и терригенных отложений платформенной части Республики Башкортостан. Небольшое содержание глинистых минералов (не превышает 5%) в вещественном составе с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) коллекторов как терригенного, так и карбонатного разреза определяет низкое содержание связанной воды глин в объеме породы.

При высоких давлениях вытеснения воды в системе «вода-воздух» капиллярно-удерживаемая вода также имеет достаточно низкое значение в объеме пор, что приводит к снижению граничной отсечки T_2 относительно принятых при настройке на $K_{во}$. Однако надо учитывать тот факт, что отдельные исследователи показывают, что граничная отсечка T_2 соответствует наличию капиллярно-удерживаемой воды в породе, при которой только нефть является подвижной при двухфазной фильтрации, так называемой $K_{в*}$ [2,3]. Поскольку замеры при двухфазной фильтрации не проводились, то при настройке граничного T_2 учитывались замеры $K_{во}$ при промежуточном давлении вытеснения воды не превышающем 0,6 МПа, что близко к принятым давлениям 0,7 МПа при разделении свободной и связанной воды [4, 5] (рисунок 3, трек 5). Диапазон изменения граничной отсечки T_{2gr} для карбонатных пород составил 80-110 мс. Для терригенных пород наблюдается увеличение граничной отсечки T_{2gr} от 10 до 36 мс с увеличением глинистости пород выше 10%. Однако настройка керновых данных на ГИС показала, что уменьшение отсечки, относительно принятых в настоящий момент граничных отсечек T_{2gr} для терригенных и карбонатных пород необоснованно увеличивает эффективные толщины коллектора по сравнению с выделенными стандартным комплексом ГИС (рисунок 3, трек 18, 20). При этом снижение граничной отсечки T_{2gr} не влечет существенных уменьшений погрешности в расчет эффективной пористости (относительная погрешность не превышает 10%). В связи с этим рекомендуется использовать отсечки T_{2gr} для карбонатных (92-100 мс) и терригенных (33 мс) пород при интерпретации метода ЯМК на территории платформенного Башкортостана.

Не смотря на то, что интерпретационная модель расчета эффективной пористости методом ЯМК не изменилась, в результате настройки на керновые данные для каждого стратиграфического объекта скорректированы коэффициенты в эмпирической формуле для расчета проницаемости (рисунок 3, трек 8, 9, 12, 13).



Условные обозначения

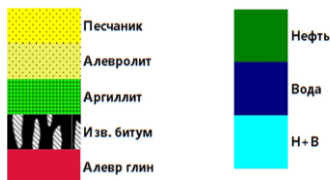


Рисунок 3. Пример настройки петрофизических констант при интерпретации данных метода ЯМК

Ввиду отсутствия данных макротомографии полноразмерного керна, определение оптимального уровня отсечки T2 для расчета вторичной пористости по данным ЯМК было осуществлено с использованием итерационного подхода. Данный метод заключался в подборе значения отсечки T2 с последующим сопоставлением получаемых результатов с показателями вторичной пористости, определенными методом ЭМС. Наиболее высокая корреляция между данными ЯМК и ЭМС была получена при значении отсечки T2, равной 750 мс.

В работе также показано, что применение анализа спектра, используя только стандартные отсечки, не позволяет достоверно определить петротип пород. Поэтому проведена классификация пород по бинарному распределению, которая позволит использовать метод ЯМК для дифференциации отдельных типов пород продуктивных отложений платформенного Башкортостана. Распределение средней бинарной пористости для выделения типов пород основных продуктивных объектов представлены в таблице 1 и 2.

Таблица 1 – Распределение средней бинарной пористости для карбонатных отложений платформенного Башкортостана в зависимости от структуры пустотного пространства

Тип порового пространства /Бины	0.5	1	2	4	8	16	32	64	128	258	512	1024	2048	4096	8192
Известняки отложений среднего карбона															
трещ.-кавер.-поровый	0.33	0.27	0.21	0.17	0.18	0.2	0.23	0.22	0.18	0.3	0.58	0.61	0.49	0.24	0.06
каверно-поровый	0.1	0.16	0.23	0.28	0.3	0.36	0.45	0.63	0.85	1.16	1.84	2.1	1.46	0.47	0.04
поровые	0.05	0.1	0.17	0.26	0.37	0.59	0.71	1.61	1.67	1.94	2.02	1.22	0.44	0.08	0.01
микропоровые	0.1	0.1	0.13	0.2	0.42	0.91	1.78	3.51	4.53	2.26	0.53	0.34	0.2	0.01	0.01
Доломиты отложений среднего карбона															
трещ.-кавер.-поровый	0.1	0.13	0.2	0.22	0.2	0.24	0.49	0.94	1.35	1.64	1.81	1.29	0.5	0.1	0.02
каверно-поровый	0.1	0.12	0.2	0.27	0.3	0.4	0.58	0.96	1.94	3.36	5.8	1.5	0.43	0.05	0.01
поровые	0.1	0.14	0.15	0.43	0.7	1.25	1.47	1.74	3.53	8.14	4.79	0.26	0.1	0.02	0.01
микропоровые	0.06	0.31	0.64	1.46	2.66	3.32	2.33	2.61	3.68	1.63	0.2	0.01	0	0.01	0.02
Известняки турнейского яруса															
каверно-поровый	0.05	0.04	0.05	0.08	0.10	0.11	0.24	0.37	0.43	0.67	1.73	3.45	1.94	0.23	0.00
поровый	0.05	0.07	0.07	0.07	0.10	0.24	0.59	0.91	1.06	1.48	1.44	0.79	0.08	0.00	0.00
микропоровый	0.07	0.09	0.10	0.08	0.05	0.18	0.79	1.87	2.50	2.16	1.24	0.40	0.08	0.03	0.00
Известняки отложений верхнего девона															
трещ.-кавер.-поровый	0.03	0.04	0.07	0.11	0.17	0.26	0.35	0.4	0.39	0.35	0.45	0.76	0.83	0.5	0.1
каверно-поровый	1.13	0.26	0.05	0.08	0.13	0.18	0.27	0.49	0.4	0.71	2.39	2.84	1.66	0.22	0.01
поровые	0.06	0.05	0.05	0.07	0.12	0.21	0.43	0.79	1.06	1.56	1.4	0.61	0.16	0.03	0
Доломиты отложений верхнего девона															
трещ.-кавер.-поровый	0.06	0.09	0.13	0.17	0.27	0.42	0.63	0.82	0.86	0.91	0.9	0.69	0.31	0.06	0.01
каверно-поровый	0.05	0.05	0.07	0.08	0.05	0.11	0.31	0.55	0.86	1.72	1.85	1.09	0.39	0.03	0
поровые	0.04	0.04	0.06	0.11	0.2	0.03	0.45	0.83	1.45	1.53	0.59	0.1	0.01	0	0

Таблица 2 – Распределение средней бинарной пористости для терригенных отложений платформенного Башкортостана в зависимости от глинистости пород

Петрокласс/Бины	0.5	1	2	4	8	16	32	64	128	258	512	1024	2048	4096	8192
Терригенные отложения нижнего карбона															
1- (Сгл<5%)	0.11	0.11	0.13	0.23	0.3	0.32	0.52	1.04	1.14	5.66	5.72	1.13	0.09	0.03	0
2- (5%≤Сгл<10%)	0.1	0.18	0.3	0.46	0.61	0.92	1.53	2.32	3.43	4.19	2.37	0.42	0.01	0	0
3-(10-%≤Сгл<20%)	0.2	0.43	0.75	1.19	1.69	2.1	2.68	3.71	2.69	1.07	0.2	0.02	0	0	0
Терригенная толща девона															
1- (Сгл<5%)	0.07	0.1	0.09	0.12	0.17	0.2	0.27	0.61	0.58	0.99	3.74	6.73	0.94	0	0
2- (5%≤Сгл<8%)	0.13	0.15	0.16	0.26	0.4	0.48	0.77	0.99	1.53	2.5	4.45	2	0.04	0	0
3-(8%≤Сгл<11%)	0.09	0.2	0.41	0.71	1.17	1.85	2.35	2.44	2.11	1.43	0.75	0.21	0.02	0	0

Подбор и апробация моделей расчета насыщенности по данным стандартного комплекса и высокотехнологичных методов ГИС. В рамках работы также стояла задача переинтерпретации имеющихся данных с целью обнаружения пропущенных перспективных объектов, содержащих углеводороды. Соответственно это касалось не только пересмотра методик оценки насыщенности стандартным комплексом ГИС, но и возможности выработать комплексный подход с привлечением результатов специальных методов ГИС, в частности ЯМК. Для проверки и апробации полученных результатов привлекались прямые методы, такие как испытания в открытом и закрытом стволе скважин.

При бурении на полимерных буровых растворах, не обеспечивающих создания достаточной зоны кольтматации, существуют проблемы оценки насыщенности традиционными методами с учетом уравнений Арчи-Дахнова. В пластах наблюдаются большие зоны проникновения, не позволяющие смоделировать удельные электрические сопротивления неизменной части пласта применяемым комплексом многозондовой аппаратуры электрического каротажа. В данном случае увеличивается значимость методик оценки остаточного нефтенасыщения ($K_{но}$) в ближней зоне пласта, к которым относится и метод ЯМК (зона исследования ЯМК 5-10 см). Предложено сравнивать кривые K_v , рассчитанные по данным микробокового каротажа (МБК) в ближней зоне пласта с $K_{во}$, полученному по сигналу T_2 метода ЯМК с использованием стандартной отсечки 92 мс.

Поскольку при этой отсечке в объем спектра входит непосредственно $K_{во}$, а также $K_{но}$, за счет смещения сигнала углеводородов (УВ) в область низких значений T_2 , то выполнив сопоставление $K_{во}$ разными методами, получим превышения $K_{во}$ по ЯМК над $K_{во}$ по зависимости «кern-кern» $K_{во}=f(K_{п})$. По теории данное превышение будет тем выше, чем больше остаточных УВ находится в области исследования метода ЯМК. На примере рисунка 4 видны более однозначные интервалы нефтенасыщенности по данной методике (трек 13) относительно оценки нефтенасыщенности по дальней зоне пласта, особенно по методике Арчи-Дахнова с использованием многозондового метода 5БК (трек 14).

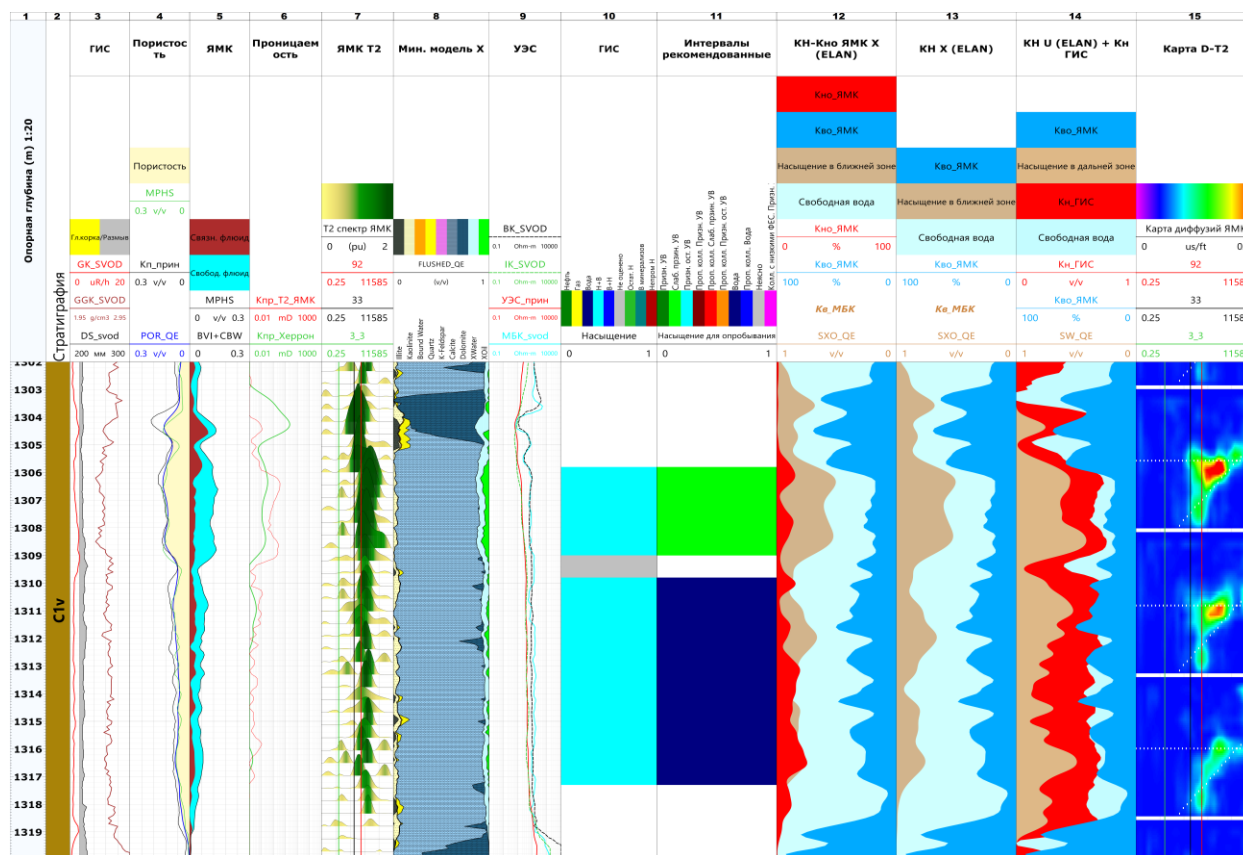


Рисунок 4. Сопоставление методик оценки насыщенности в ближней (X) и дальней (U) зоне пласта

Стоит отметить, что в рамках работы решались задачи и по отработке режимов записи ЯМК, которые позволили увеличить вертикальную разрешающую способность, не потеряв при этом информативность как в регистрации пористости, так и определении нефтенасыщенности пласта. Также проводилась верификация построенных карт диффузий по разным алгоритмам с результатами опробования.

Методическое сопровождение работ по проведению и анализу керновых данных со стороны института ООО «РН-ГИР» позволило геофизическому подрядчику ООО «Башнефть-ПЕТРОТЕСТ» настроить свои технологические и интерпретационные модели, что привело к снижению неопределенности оценки петрофизических и геологических параметров, получаемых высокотехнологичным комплексом ГИС. Привлечение в комплекс ГИС специальных методов приводит к улучшению сопоставимости результатов ГИС с керновыми данными и результатам испытаний скважин, что позволяет обосновать целесообразность их применения на объектах разведочного и поискового бурения Компании ПАО АНК «Башнефть».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Мирнов Р.В., Мухаметьянов А.С., Чанышева Л.Н. Опыт применения микроимиджеров для седиментологического анализа карбонатных разрезов (верхнедевонско-каменноугольные отложения Башкортостана) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2025. - № 2(398). - С. 5-13.

Коатес Дж.Р., Хиао Л.Ч., Праммер М.Д. Каротаж ЯМР. Принципы и применение. – Хьюстон: Халлибуртон Энерджи Сервисез, 2001. – 342 с.

Джафаров И.С., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Применение метода ядерного магнитного резонанса для характеристики состава и распределения пластовых флюидов.– М.: ХИМИЯ, 2002 г. – 439 с.

Бурикова Т.В., Масагутов Р.Х., Мухаметьянов А.С. и др. Настройка интерпретационной модели метода ЯМК продуктивных отложений Башкортостана с целью повышения эффективности геолого-разведочных работ на нефть и газ. Часть 1: Обоснование методики проведения лабораторных экспериментов // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. 2026. №1. С.5-12

Аксельрод, С.М. Петрофизическое обоснование ЯМК в поле постоянных магнитов.

Методология и результаты лабораторных исследований ЯМР-свойств пород. (по публикациям в американской геофизической печати) / С.М. Аксельрод // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 1999. Выпуск 59. С. 28-47.

КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЕРМСКИХ И ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ: ОТ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ К ЛОКАЛЬНЫМ ЛОВУШКАМ ОСТРОВА КОЛГУЕВ

Ершов А.В.

научный сотрудник

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

aershov@ipng.ru

Формирование представлений о стратиграфо-фациальной и структурно-тектонической зон нефтегазоаккумуляции на территории острова Колгуев требует комплексного подхода, сочетающего детальное изучение литологии, тектоники фундамента и осадочного чехла, а также комплексирование данных бурения и сейсморазведки. В разрезе осадочной толщи острова выделяются четыре основных нефтегазоносных комплекса, каждый из которых характеризуется собственной стратиграфической позицией, литологическим составом и набором факторов, контролирующих генерацию, миграцию и аккумуляцию углеводородов: доманиково-турнейский карбонатный комплекс, верхневизейско-нижнепермский карбонатный комплекс, верхнепермский терригенный комплекс и триасовый терригенный комплекс. Эти комплексы формируют многоярусную систему потенциальных резервуаров и флюидоупоров, взаимодействие которых определяет общую нефтегазоносность региона и локальные перспективы отдельных структур [1-5].

Доманиково-турнейский карбонатный комплекс на острове Колгуев изучен в ограниченном числе скважин, среди которых следует отметить №1 (Бугринская), №202 (Северо-Западная), №4 и №46 (Песчаноозерские) и №1 (Западно-Песчаноозерская). Анализ материалов бурения и сейсмических профилей показывает значительное сокращение мощности разреза в отдельных точках, наиболее ярко выраженное в скважине №1 (Бугринская), где мощность достигает порядка 322 метров. Литологически отложения представлены прибрежно-морскими фациями, в которых отсутствуют выраженные коллекторские горизонты. Доманиковый горизонт в разрезе не выделяется, а содержание органического вещества невысоко. Структурные условия в рассматриваемой части территории не способствовали формированию ловушек для углеводородов, что в совокупности с литологическими особенностями и низкими коллекторскими свойствами пород обуславливает низкую перспективность доманиково-турнейского комплекса на данном участке. По результатам комплексной интерпретации буровых и сейсмических данных МОВ ОГТ данный комплекс рассматривается как низкоперспективный по ключевым параметрам нефтегазоносности [6].

Верхневизейско-нижнепермский карбонатный комплекс представляет собой более благоприятную для аккумуляции углеводородов систему, где основными породами-коллекторами выступают биогермные и органогенно-обломочные известняки ассельско-сакмарского возраста, формировавшиеся в условиях мелководного шельфа.

Наличие эффективных коллекторов в этих толщах подтверждается получением высокодебитных притоков пластовой воды в скважинах Песчаноозёрского месторождения, что указывает на развитую систему пор и трещин. Анализ фациальных и диагенетических особенностей показывает, что наиболее высокие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) развиваются в зонах интенсивной доломитизации и выщелачивания, приуроченных к глубинам залегания не более 2,5 км. В морской части бассейна кровля протвинско-верхнекаменноугольных отложений погружается в интервал от порядка 1217 м до 3179 м в различных скважинах, при этом наблюдается закономерное уменьшение открытой пористости: от примерно 15% на месторождении Медыньское-море до 11% на Приразломном и 6-7% на Долгинском месторождениях. Эти изменения пористости отражают как диагенетические преобразования, так и влияние глубинного давления и температуры на сохранность порового пространства.

Главным флюидоупором, определяющим возможность формирования залежей в протвинско-верхнекаменноугольных отложениях, является нижнепермская

карбонатно-глинистая толща. На тех участках, где в ассельско-сакмарских отложениях развиты органогенные рифовые постройки, формируется единый каменноугольно-ассельско-сакмарский резервуар, обладающий повышенной ёмкостью и потенциальной продуктивностью. При отсутствии рифовых построек ассельско-сакмарские отложения по своим свойствам часто выступают в роли ложного флюидоупора, не способного удерживать значительные объёмы углеводородов. Следует подчеркнуть, что залежи в каменноугольных отложениях могут формироваться лишь в пределах локальных объектов высокой амплитуды, где структурный градиент превышает мощность рассеивающей толщи, что создаёт условия для локальной аккумуляции углеводородов[7].

Признаки нефтегазоносности в разрезе острова Колгуев отмечены в широком стратиграфическом диапазоне: от карбонатных отложений нижней перми и карбона до терригенных осадков кунгура, верхней перми и триаса. В рифогенных отложениях нижней перми в скважине №29 (Песчаноозерская) была выявлена нефтяная залежь. При опробовании в 1986 году интервала 2743-2761 м при депрессии на пласт 15 МПа был получен приток нефти с дебитом 134,4 м³/сут. и высоким газовым фактором. Повторное испытание в 1988 году интервала 2740-2764 м дало приток разгазированной нефти с признаками пластовой воды. После соляно-кислотной обработки дебит жидкости составил 92 м³/сут., из которых нефть - 27,2 м³/сут. Таким образом, была открыта литологически экранированная нефтяная залежь, приуроченная к рифогенным образованиям ассельско-сакмарского возраста. Характер нефти, полученной при испытаниях, характеризуется как лёгкая (плотность 0,8261 г/см³), с низким содержанием смол и серы и умеренным содержанием парафина, что указывает на благоприятные эксплуатационные свойства данного углеводородного сырья.

В скважине №1 (Портновская), пробуренной в своде рифогенной ловушки, был получен приток сильно разгазированной пластовой воды с пленкой тяжёлой нефти из карбонатных пород P_{1a}+s. Дебит из интервала 3074-3138 м составил 442 м³/сут. Возможно, что вскрытие кровли этих пород произошло ниже реального контура нефтегазоносности, что могло повлиять на состав полученных притоков. На основании накопленных материалов сейсмических и буровых работ на территории исследования выделены две зоны развития органогенных построек в карбонатах ассельско-сакмарского возраста: одна протягивается вдоль Песчаноозерского вала, другая пересекает простирание Таркской зоны. Региональной покрывкой для залежей углеводородов в ловушках такого типа служат непроницаемые известковистые мергели нижнеартинского подъяруса, обеспечивающие необходимую изоляцию и сохранность залежей.

Терригенные комплексы верхней перми и триаса Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции характеризуются широким диапазоном пористости и проницаемости. По данным исследований, коэффициент пористости коллекторов в этих толщах варьирует от 0,187 до 0,270, со средним значением порядка 0,243, а проницаемость достигает 257 мД при среднем диапазоне 23-80 мД. Несмотря на наличие высокочемких коллекторов, получение высокодебитных притоков нефти в этих комплексах встречается редко. Это объясняется сочетанием факторов: сравнительно небольшими глубинами залегания, что приводит к низким значениям пластовой энергии, и физико-химическими свойствами нефтей, часто характеризующихся повышенной плотностью и вязкостью, что ограничивает их продуктивность.

На территории острова Колгуев верхнепермский и триасовый зоны нефтегазоаккумуляции изучены достаточно полно, и на основании имеющихся данных получение высокодебитных притоков из этих комплексов представляется маловероятным. Так, при испытании в 1986 году в эксплуатационной колонне терригенных отложений нижней-верхней перми из кунгурских отложений нижней перми (интервал 2670-2675 м) был получен приток пластовой воды дебитом 10,9 м³/сут. и нефти 0,2 м³/сут. при среднем депрессии, что свидетельствует о низкой пластовой энергии и ограниченной продуктивности этих толщ. Верхнепермские терригенные отложения опробованы в ряде Песчаноозерских скважин, где при опробовании казанско-татарских отложений в скважине №5 был получен приток чистой нефти дебитом 10 и 3 м³/сут. в различных интервалах. В скважине №18 отмечен приток пластовой воды с пленкой нефти.

Основной продуктивной толщей района исследований признаны отложения чаркабожской свиты нижнего триаса. Интервал между маркирующими горизонтами A_{II} (кровля T₁cb) и A_I

(подошва $T_1\delta b$ — кровля P_2), вмещающий эти отложения, характеризуется чрезвычайно сложным внутренним строением. Непостоянство ФЕС осадков проявляется в отсутствии протяжённых синфазных осей, наличии горизонтальных и прерывистых отражений, а также в частом появлении бугристо-клиноформного и хаотичного рисунка сейсмической записи. Это существенно затрудняет корреляцию границ и прослеживание горизонтов АП и А-I, хотя по совокупности признаков разрез чаркабожской свиты качественно опознаётся в сейсмических и стратиграфических материалах.

Дизъюнктивные нарушения, чётко прослеживаемые в карбонатном комплексе, резко затухают в перекрывающих их терригенных отложениях верхней перми. В разрезе нижнего триаса наблюдается более густая сеть разрывов, ориентировка которой отличается от направлений, характерных для ассельско-сакмарских и каменноугольных толщ. Существует гипотеза о том, что мезозойские толщи, обладающие большей пластичностью, подвергались процессам гравитационного сползания в сторону погружённой Печороморской ступени. Материалы по Западно-Песчаноозёрскому объекту частично подтверждают эту точку зрения, аналогичные наблюдения отмечались и в предыдущих исследованиях на соседних площадях [8-10].

Нижнетриасовые отложения острова Колгуев привлекли внимание исследователей в ряде тематических работ, где обсуждались модели их формирования. Преобладающее мнение склоняется к руслово-дельтовой природе основных песчаных тел чаркабожской свиты, что согласуется с выделением шести седиментационных ритмов (циклитов), прослеживаемых от Песчаноозёрской площади к Таркской. Основные песчаные тела приурочены к ритмам В и Г. В ритме В песчаники интерпретируются как продукты сильно меандрирующей речной системы, тогда как основной нефтяной пласт приурочен к ритму Г и представляет собой хорошо отсортированные песчаники мощностью 10–20 м. Продуктивные пласты встречены в ряде скважин, однако в некоторых точках аналогичные продуктивным интервалам песчаники обводнены, что подчёркивает локальную неоднородность и сложность прогноза в отложениях речных фаций.

На площади исследований условно выделены две зоны аномальной сейсмической записи внутри интервала между горизонтами АП и А-I, связанные с распространением речной долины: Таркско-Портновская полоса, охватывающая территорию Таркского вала, и полоса, протянувшаяся вдоль Западно-Песчаноозёрского вала, пересекающая структуры и раскрывающаяся в направлении Песчаноозёрского месторождения. По мнению ряда исследователей, разрезы пробуренных на Таркском месторождении скважин позволяют сделать вывод о формировании залежей нефти в условиях, аналогичных Песчаноозёрскому месторождению, что даёт основания для дальнейшего использования аналогий при прогнозировании.

Таркское месторождение в настоящее время находится в консервации. Переобработка сейсмических профилей по Таркскому участку позволила детально изучить сейсмогеологический разрез чаркабожской свиты и выявить дополнительные аномалии волнового поля, сопоставимые с аномалиями продуктивных скважин. На основании качественного анализа временных разрезов и аналогий характера аномалий рекомендуется бурение дополнительных скважин, местоположение которых может быть определено по структурной карте горизонта АП, с учётом выявленных зон развития палеорусел и локальных песчаных тел.

Некоторые структуры, такие как Портновская, признаны бесперспективными в силу отсутствия ловушки в основной пачке песчаников нижнего триаса. В ряде скважин коллектора оказались водонасыщенными или вовсе отсутствовали. Вместе с тем в скважине №123, пробуренной к северо-западу от скважины №1 (Таркская), при опробовании в открытом стволе получен приток нефти, что позволяет предположить вскрытие линзы песчаников. Аналогичные песчаники в скважинах Таркского месторождения обводнены, поэтому рекомендуется бурение дополнительной скважины на Ларьяхской структуре для уточнения насыщенности и перспектив нефтеносности.

Одним из приоритетных объектов для поискового бурения является Пуночная структура, расположенная в контуре зоны развития фаций палеодолины. Пробуренная на этой структуре скважина №124 (Колгуевская) при опробовании интервала 1954-1963 м дала приток нефти с водой в соотношении примерно 50/50 из пласта B_1 , аналога продуктивной пачки

Песчаноозёрского месторождения, что делает этот объект привлекательным для дальнейшего детального изучения и возможного поискового бурения.

В заключение следует подчеркнуть, что нефтегазоносность острова Колгуев определяется сложным взаимодействием стратиграфических, литологических и тектонических факторов.

Для повышения точности прогноза и оптимизации поисково-разведочных работ необходима дальнейшая интеграция данных бурения, высокоразрешающей сейсморазведки, геохимических исследований и детального стратиграфо-фациального анализа. Особое внимание следует уделять локальным зонам развития органогенных построек и палеорусел, а также оценке диагенетических преобразований коллекторов, поскольку именно сочетание речных фаций, диагенетической преобразованности и благоприятной структурной позиции определяет реальную перспективность тех или иных объектов для промышленного освоения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Афанасенков А. П., Высоцкий В. И., Скоробогатов В. А. Развитие минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса России и мира в XX-XXI вв.: итоги, проблемы, перспективы // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2021. – № 3(48). – С. 21-40. – EDN ENAHAU.
2. Жилина И. В., Ершов А. В., Новикова О. В. Анализ ресурсной базы углеводородов и выбор приоритетных направлений нефтегазодобычи с учетом рисков, сопутствующих разработке месторождений на суше и шельфе России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2013. – № 7. – С. 24-28. – EDN QIYZDN.
3. Жилина И. В., Попова М. Н., Ершов А. В. Сравнительный анализ рисков освоения ресурсной базы углеводородов суши и шельфа Российской Федерации // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2017. – № 2(17). – С. 11. – DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2017-17.art11. – EDN YLIYWJ.
4. Жилина И. В., Попова М. Н., Ершов К вопросу о районировании арктического континентального шельфа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 6. – С. 16-21. – EDN YRHEHZ.
5. Прищеп О.М. Зоны нефтегазонакопления – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2008. - Т.3. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf
6. Прищеп О. М., Богацкий В. И., Чумакова О. В., Аверьянова О. Ю. Перспективные направления геологоразведочных работ в Малоземельско-Колгуевской нефтегазоносной области // Разведка и охрана недр. – 2010. – № 4. – С. 45-53. – EDN MICJWB.
7. Прищеп О. М. Нефтегазоносные системы Тимано-Печорского осадочного бассейна (включая акваториальную печороморскую часть) / О. М. Прищеп, Т. К. Баженова, В. И. Богацкий // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52, № 8. – С. 1129-1150. – EDN NYJKNV.
8. Ершов А. В. Перспективы нефтегазоносности триасовых и пермских отложений Восточно-Колгуевского района: характеристика зон нефтегазонакопления и прогноз трудноизвлекаемых запасов / А. В. Ершов // Новая техника и технологии для трудноизвлекаемых запасов углеводородов: ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ XXXI НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ИМ. ЛАПТЕВА В.В., Уфа, 21 мая 2025 года. – Уфа: ООО "Новтек Бизнес", 2025. – С. 87-89. – EDN MYDVIQ.
9. Ершов А. В. Нефтегазоносность триасовых и верхнепермских отложений Малоземельско-Колгуевской моноклинали: фациально-динамические зоны и перспективы освоения / А. В. Ершов // Актуальные проблемы нефти и газа: Сборник трудов VIII Всероссийской молодежной научной конференции с международным участием, Москва, 14–17 октября 2025 года. – Москва: Институт проблем нефти и газа РАН, 2025. – С. 123-126. – EDN SQWSRJ.
10. Ершов А. В. Зоны нефтегазонакопления и перспективы освоения терригенных отложений перми и триаса Малоземельско-Колгуевской моноклинали / А. В. Ершов // Булатовские чтения. – 2025. – Т. 1. – С. 34-36. – EDN ANWAMH.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Авторы	Стр.
ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ И ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ	
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЯМЫХ СКВАЖИННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ <i>Лобанков В.М. УГНТУ, ЦМИ «Урал-Гео», г. Уфа</i>	6
РАЗРАБОТКА И ОПРОБИРОВАНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНОГО БАШКОРТОСТАНА С ЦЕЛЬЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ <i>Утопленников В.К., Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва</i>	8
НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ СБОРКИ ГЕО ДЛЯ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ <i>Волощук А.А., Муратов А.Р., ООО «ПКФ «Геотех» г. Нефтекамск</i>	13
НОВАЯ ЭРА ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ С ООО «НПП ЭНЕРГИЯ» <i>Воробьев А. Н., Евгеньев Г.Е., Емельянов А.В., Краснояров А.Е., Лебедев А.В., Михайлов А.С., Огановский Р.В., Цветкова В.Ю., Черменский В.Г., ООО «НПП Энергия» г. Тверь</i>	17
ОТ КЛАССИКИ К MEMS: ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГИРОСКОПИЧЕСКОЙ ИНКЛИНОМЕТРИИ В СКВАЖИННОЙ ГЕОФИЗИКЕ <i>Ардаширов А.Р., Сидоров С.В., ООО «СмартГИС» г. Уфа Конопля Д.И. АО «СГЭ», г. Нефтеюганск</i>	18
КОНЦЕПЦИЯ ВЕРБАЛЬНОГО ИНТЕРФЕЙСА ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ПО <i>Магадеев Е.Б. ООО НПП «ГеоТЭК» г. Уфа</i>	23
НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ В ОБЛАСТИ ГТИ И ГАЗОВОГО КАРОТАЖА. <i>Лугуманов М.Г., Багаутдинов А.Р., Рыленко Д.В. ООО «Геотехсервис» г. Уфа</i>	25
НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ГИС ДЛЯ ОТКРЫТОГО СТВОЛА И ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИН	
НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ИНФОРМАТИВНОСТИ ДВУХЗОНДОВОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА <i>Велижанин В.А., Лобода Н.Г., ООО «НПП Энергия», г. Тверь</i>	28
РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМЫЕ СИСТЕМЫ БУРЕНИЯ: КЛАССИФИКАЦИЯ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ <i>Шакуров Д.Р. г. Уфа</i>	29
АППАРАТУРА И МЕТОДИКА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН (ПУСК) <i>Киргизов Д.И., Институт ТамНИПИнефть г. Бузульма</i>	34
ИСПРАВЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ СПИРАЛЕВИДНОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА ПОКАЗАНИЯ ЗОНДА ГТКП В АЗИМУТАЛЬНЫХ ПРИБОРАХ РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА LWD-2ННК-ГТКЛП ПРОИЗВОДСТВА ООО «НПП ЭНЕРГИЯ» <i>Меженская Т.Е., Цветкова В.Ю. ООО «НПП Энергия», г. Тверь</i>	37
ЦИФРОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, МЕТРОЛОГИЯ, ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИС. ПОИСК, РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ	
ВЛИЯНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО СООБЩЕСТВА НА РАЗВИТИЕ ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИС <i>Баязитов С.Р., ООО НПП «ГеоТЭК» г. Уфа</i>	40
РАЗРАБОТКА УНИВЕРСАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ДАННЫХ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН <i>Горбачёва А.П., Еремеев Н. С., ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Цветкова В.Ю., ООО «НПП Энергия»</i>	42
НИЖНЕПЕРМСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС БАШКОРТОСТАНА: ГЕОЛОГИЯ, ТИПИЗАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ И ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ <i>Утопленников В.К., Еришов А.В., Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва</i>	45
ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ИНТЕРПРЕТАЦИИ СПЕЦИАЛЬНЫХ МЕТОДОВ ГИС НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН ЗА СЧЕТ СНИЖЕНИЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ОЦЕНКИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ <i>Бурикова Т.В., Амекачева Ф. Ф., Филиал ООО «РН-ГИР» в г. Уфа-БашиНИПИнефть, УГНТУ Мухаметьянов А.С., ООО «Башинефть-ПЕТРОТЕСТ», г. Уфа</i>	49
КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЕРМСКИХ И ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ: ОТ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ К ЛОКАЛЬНЫМ ЛОВУШКАМ ОСТРОВА КОЛГУЕВ <i>Еришов А.В., Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва</i>	55

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

Тезисы докладов конференции в рамках Российского Нефтегазохимического Форума и
XXXIII Международной специализированной выставки «Газ.Нефть.Технологии-2026».
г. Уфа, Издательство ООО «Новтек Бизнес». 2026. с.60, ил.17, табл. 6

ISBN 978-5-6048431-5-4

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

Подписано в печать 15.05.2026г.
Формат 60x84¹/16. Усл.печ.л.23,25. Бумага офсетная. Гарнитура Times New Roman.
Тираж 110 экз. Заказ № _____. Печать методом ризографии.

Отпечатано с оригинал-макета в печатном салоне
В ЦТ «Медиа Принт» (ИП Газетдинов Х.Т.)
450005, г.Уфа, ул. 50-летия Октября, д.20
www.mdprint.ru zakaz@mdprint.ru
+7 347 21 63 445. +7 987 017 13 14

ISBN 978-5-6048431-5-4



ООО «Новтек Бизнес»
www.novtekbusiness.com