



РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

31-я международная выставка
ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

23–26 мая 2023 года

УФА

24 МАЯ 2023

НовТек[®]
БИЗНЕС

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

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

При поддержке



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ
РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И
ИННОВАЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ
ПАЛАТА
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

Организаторы



ЕВРО-АЗИАТСКОЕ
ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЩЕСТВО
(MOE EAGS)



АССОЦИАЦИЯ «АОГП»



СОЮЗ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ

Информационные спонсоры

НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

Нефть.Газ.
НОВАЦИИ

Coiled tubing
ВРЕМЯ КОИЛИНГА
ВРЕМЯ ГИПЕР

ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Геофизический
ВЕСТНИК

КОРРОЗИЯ
ТЕРРИТОРИИ
НЕФТЕГАЗ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЖУРНАЛ
БУРЕ И НЕФТЬ

ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ

СФЕРА



НЕБРА

НЕФТЯНОЕ
ХОЗЯЙСТВО

Offshore

OIL & GAS
JOURNAL
RUSSIA

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

СтартНефтьГаз

КАРОТАЖНИК

**ТЕЗИСЫ
ДОКЛАДОВ**

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

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

Уфа - 2023

УДК 550.832
ББК 26.2
Ю 13
Н 34

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

Тезисы докладов конференции в рамках Российского Нефтегазохимического Форума и
XXXI Международной специализированной выставки «Газ.Нефть.Технологии-2023».

г.Уфа, Издательство ООО «Новтек Бизнес». 2023. с.148, ил.42, табл. 6

ISBN 978-5-6048431-1-6

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

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

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

Научное редактирование – Лобанков В.М.

Ответственный редактор – Лаптева О.В.

Художественное оформление – Ткач В.М.

ISBN 978-5-6048431-1-6



9 785604 843116

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 природы РФ

Министерство промышленности и инновационной политики РБ

Торгово-Промышленная палата РБ

При содействии:

Международная Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и разработкам в скважинах (Ассоциация «АИС») ИПНГ РАН и АН РБ

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 ВНИИнефтепромгеофизику. За период 1971-1988 гг. прошёл путь от зав. лаб., зав. отделом, зам. директора до директора ВНИИнефтепромгеофизики. 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 бурильных 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 2Башкирских нефтяников славные имена» (Уфа, 1997 г.) и в энциклопедию «Геофизики России» (Москва, ЕАГО, 2005г.).

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

О ЗНАЧИМОСТИ ТЕОРИИ СКВАЖИННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ В РАЗВИТИИ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Лобанков В.М. (УГНТУ, г. Уфа)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Состояние теории и методик скважинных измерений

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Перспективы развития теории скважинных измерений

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

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

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

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

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

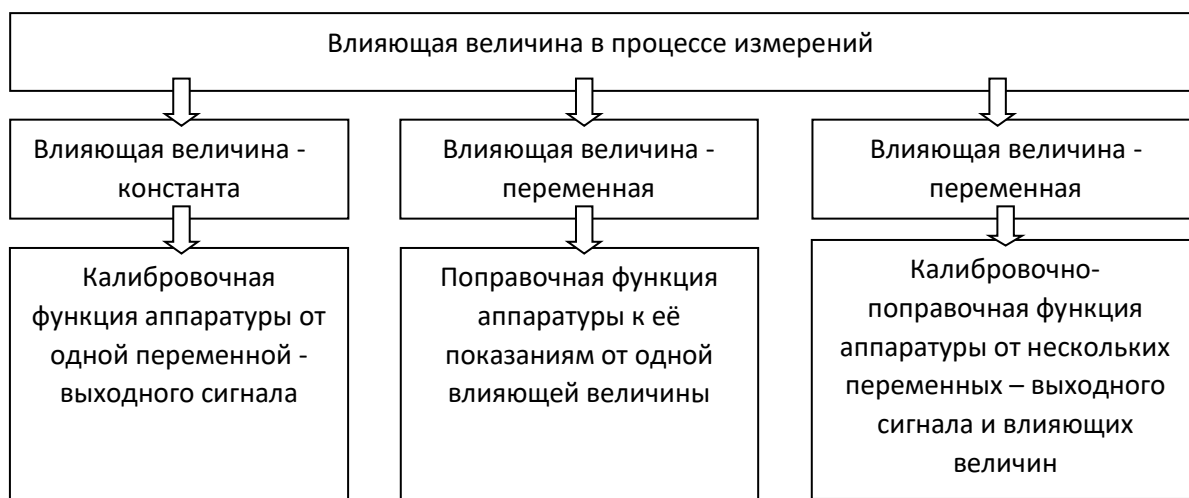


Рисунок 1. Основные способы учета влияния влияющих величин на показания скважинной геофизической аппаратуры.

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

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

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

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

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

Новая эталонная база ГИС должна создаваться в РГЦМС, иметь государственный статус и позволять выполнять скважинные измерения с заданными показателями точности

в типовых геолого-технических условиях на основе разработанных стандартов на типовые методики измерений.

Выводы

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

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

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

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

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

Список использованной литературы

1. Зверев, Г.Н., Дембицкий, С.И. Оценка эффективности геофизических исследований скважин. - М.: Недра, 1982. - 224 с.

2. *Кауфман, А.А.* Введение в теорию геофизических методов (в 5-и ч.). Ч. 2: Электромагнитные поля. Пер. с англ. канд. техн. наук Ю.А. Дашевского. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000, 483 с.

3. *Лобанков В.М., Лантев В.В.* Требования к эталонам геофизических величин при оценке запасов нефти и газа.- Недропользование 21 век, 2015, № 4(54). - с 28–32.

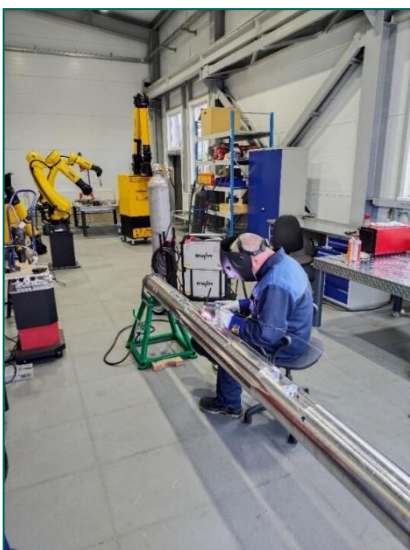
4. *Lobankov V.M. and Sviatokhin V.D.* Measurements in Petroleum Geology and Geophysics/ 6th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition. (Investing in the Future), 2014, TU P 01.

5. *Theys F.* Log date acquisition and quality control. - 2-nd edition, Paris, Editions Technip, 1999, 453 p.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БАЗЫ ООО «НПП ЭНЕРГИЯ» И ОСВОЕНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ — ОСНОВА ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА АППАРАТУРЫ КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ LWD-2ННК-ГГКЛП(-ЗГК).

*Авторы: Велижанин В.А., Воробьев А.Н., Быховец А.А., Евгеньев Г.Е., Емельянов А.В., Михайлов А.С., Моргун Д.Ю., Меженская Т.Е., Черменский В.Г..
(ООО «НПП Энергия», г.Тверь)*

ООО «НПП Энергия» зарегистрировано в 2010 г. Научно-производственная база расположена в городе Твери. На май 2023 года на предприятии работают более 130 высококвалифицированных специалистов, в т.ч. заслуженные работники различных отраслей промышленности, работники с учеными степенями доктора и кандидатов наук. Общая площадь производственных и вспомогательных помещений более 3800 м²: в том числе офисных помещений, монтажных лабораторий – 1500 м²; площадь цеховых помещений - 1400 м². Станочное оснащение самое современное и передовое: обрабатывающих фрезерных центров с ЧПУ – 6 шт., токарных станков с ЧПУ – 1 шт., универсальных фрезерных и токарных станков – 6 шт., электро-эрозионных станков с ЧПУ – 16 шт., участок роботизированной наплавки износостойких покрытий – 2 шт., роботизированный сварочный пост – 1шт., установка газо-пламенного напыления износостойких покрытий – 1шт. 3 установки для термобароиспытаний (максимальное давление до 2000 атм.). Метрологический участок, включающий 16 полноразмерных моделей и 7 моделей полупластов (ρ от 1.65 до 3.1 г/см³).



Реконструируется метрологическая база в д.Пасынково, что прямо на въезде в г.Тверь со стороны г.Москва. Это будет современный метрологический центр: 700 м² помещений, хранилище радиоактивных источников на 10 позиций, 3900 м² площадь земли. Диапазон диаметров скважин моделей от 126 мм до 400 мм, высота моделей не менее 2.5 м, глубина зумпфов не менее 5 м. Материал для минералогического скелета мрамор и кварц. Диапазон изменения водородосодержания: от 0.6% до 36%. Диапазон изменения плотности от 1.6 г/см³ до 2.7 г/см³. Диапазон изменения фотоэлектрического фактора от 1.5 барн/эл. до 6.0 барн/эл.

Для увеличения объемов выпускаемой продукции было принято решение расширить производственные мощности. За 4 месяца был построен и введен в эксплуатацию в январе 2022 года новый производственный цех площадью более 250 м². Были дополнительно приобретены 7 проволочно-вырезных электроэрозионных станка с ЧПУ, так же один электроэрозионный прошивной станок с ЧПУ. В настоящий момент в круглосуточной эксплуатации находится 16 электро-эрозионных станков различных модификаций.

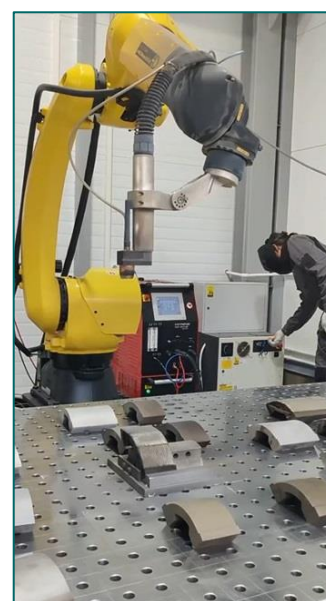
Практически закончено строительство нового цеха площадью 875 м².

Размер нового цеха 35×25 м (875 м²) – площадь под станочное оборудование, высота потолка 9 м; площадь 2 этажа 30×6 м (180 м²) – лабораторные помещения. В настоящий момент ведутся окончательные работы по отделке, устанавливается новое станочное оборудование. За последний год на предприятие на предприятие принято на работу около 30 новых высококвалифицированных специалистов.

Закуплено новое станочное оборудование: многофункциональный 5-ти осевой обрабатывающий центр с ЧПУ FIVE400, в г.Тверь, ввод в эксплуатацию - декабрь 2022 г., Трубноарезной станок с ЧПУ TC16T27Ф3/3000, в г.Тверь, ввод в эксплуатацию - ноябрь 2022 г., 5-ти осевой фрезерный обрабатывающий центр FN60P-C на ЧПУ SIEMENS 840DSL. Введён в эксплуатацию в начале ноября 2022 г. Вертикальный фрезерный центр с ЧПУ LK Machinery VM2 в августе 2022 г. введен в эксплуатацию, вертикальный фрезерный центр ОЦ с ЧПН Yama Seiki AE1000, укомплектован 4-ой осью, в октябре 2022 г. введен в эксплуатацию.

Для повышения износостойкости элементов конструкции был организован участок по нанесению защитных покрытий. Для решения данной задачи был разработан комплекс по плазменной наплавке износостойких покрытий на основе Робота Fanuc и источника плазмы фирмы Castolin. Сварочный участок существенно расширен и заново оснащён оборудованием сварки в защитной среде и плазменной наплавки.

Модернизирован и расширен участок окончательной сборки модулей LWD.



Метрологический участок модернизирован и расширен.



Специалисты сервисного обслуживания и ремонта модулей LWD выезжают на обслуживание в подразделения Заказчика.

Участок термобароиспытаний оснащён тремя установками. Две установки для испытаний модулей в сборе. Максимальный внутренний диаметр 230 мм. Полезная длина установки - 4000 мм. Максимальное давление – 200 МПа. Максимальная температура 200°C. Третья установка имеет меньшие размеры, применяется для испытаний отдельных узлов конструкции. В процессе производства все выпускаемые модули дважды проходят этап термобароиспытаний. Все термобарокамеры оснащены датчиками температуры и давления. С целью обеспечения безопасности персонала контроль показаний датчиков и управление режимами испытаний производится с выносного пульта управления, размещённого в безопасном месте. В процессе испытаний параметры аппаратуры непрерывно контролируются и регистрируются в файл.



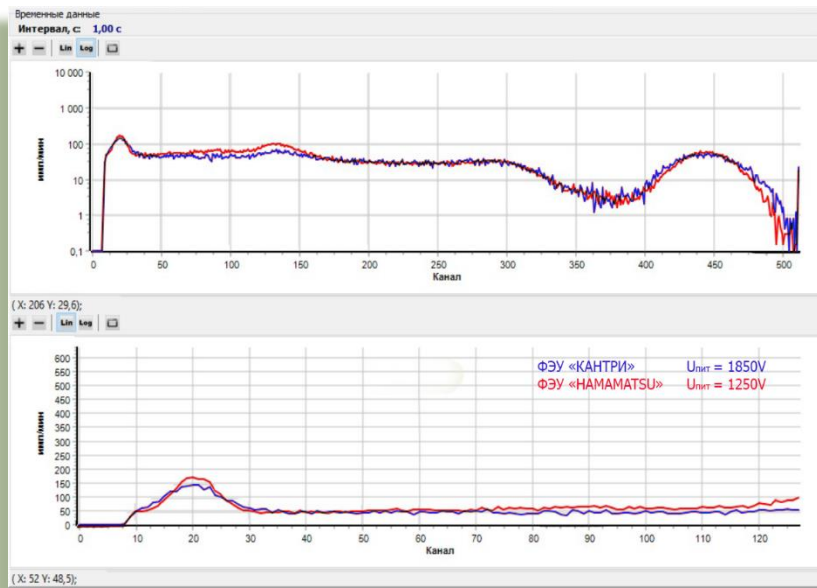
По состоянию на май 2023 года изготовлено более 150 приборов LWD различных типоразмеров. Работа с ними производится при строительстве скважин в Западной и Восточной Сибири, в Оренбуржье и Башкирии, на Камчатке.

Компания Schlumberger использует данные приборов LWD производства ООО «НПП Энергия» для геонавигации при бурении с помощью РУС горизонтальных скважин протяженностью свыше 3000 м.

Восстановлены либо налажены новые логистические связи по поставкам металла для корпуса модулей LWD. Организованы поставки элементной базы электроники, фотоэлектронных умножителей, материала для нанесения твердосплавных покрытий.

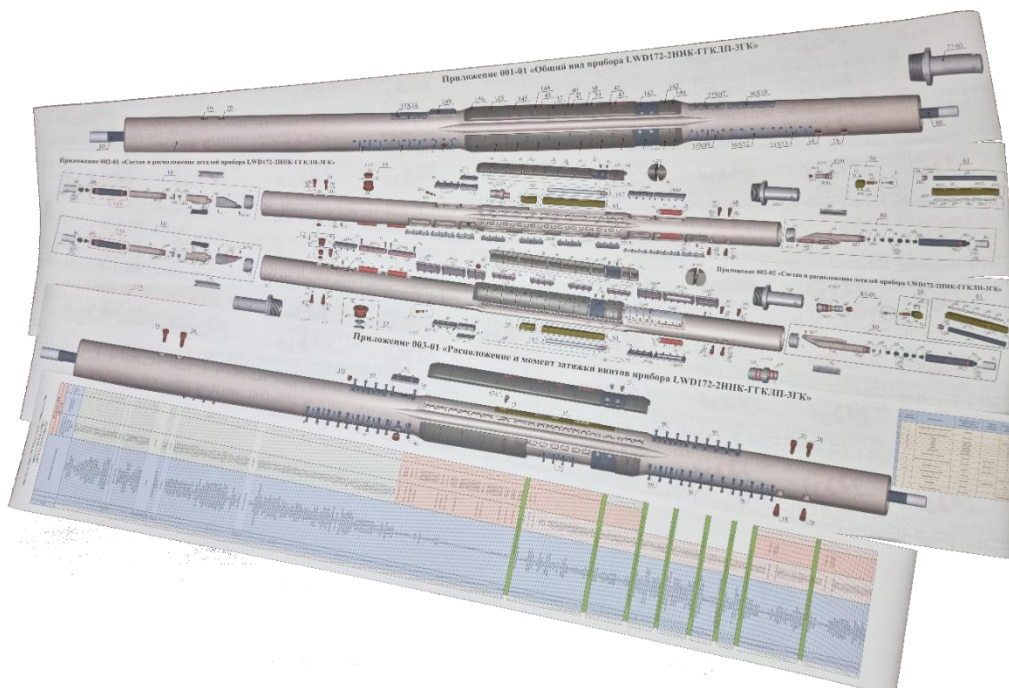


Ведется совместная работа с АО «ЦНИИ Электрон» по доработке существующих ФЭУ в стандарт LWD. На базе «НПП Энергия» проведено сравнение спектров гамма-излучения с использованием ФЭУ производства Hamamatsu и АО «ЦНИИ Электрон». Переданы в АО «ЦНИИ Электрон» для детального изучения как действующие образцы ФЭУ производства Hamamatsu, так и разукomплектованные, поставлена лабораторная установка с программным обеспечением для снятия спектров и счетных характеристик ФЭУ.



Большое внимание уделяется методическому, программному и аппаратному обеспечению модулей LWDxxx-2ННК-ГГКЛП(-3ГК). В комплект поставки модулей дополнительно входят:

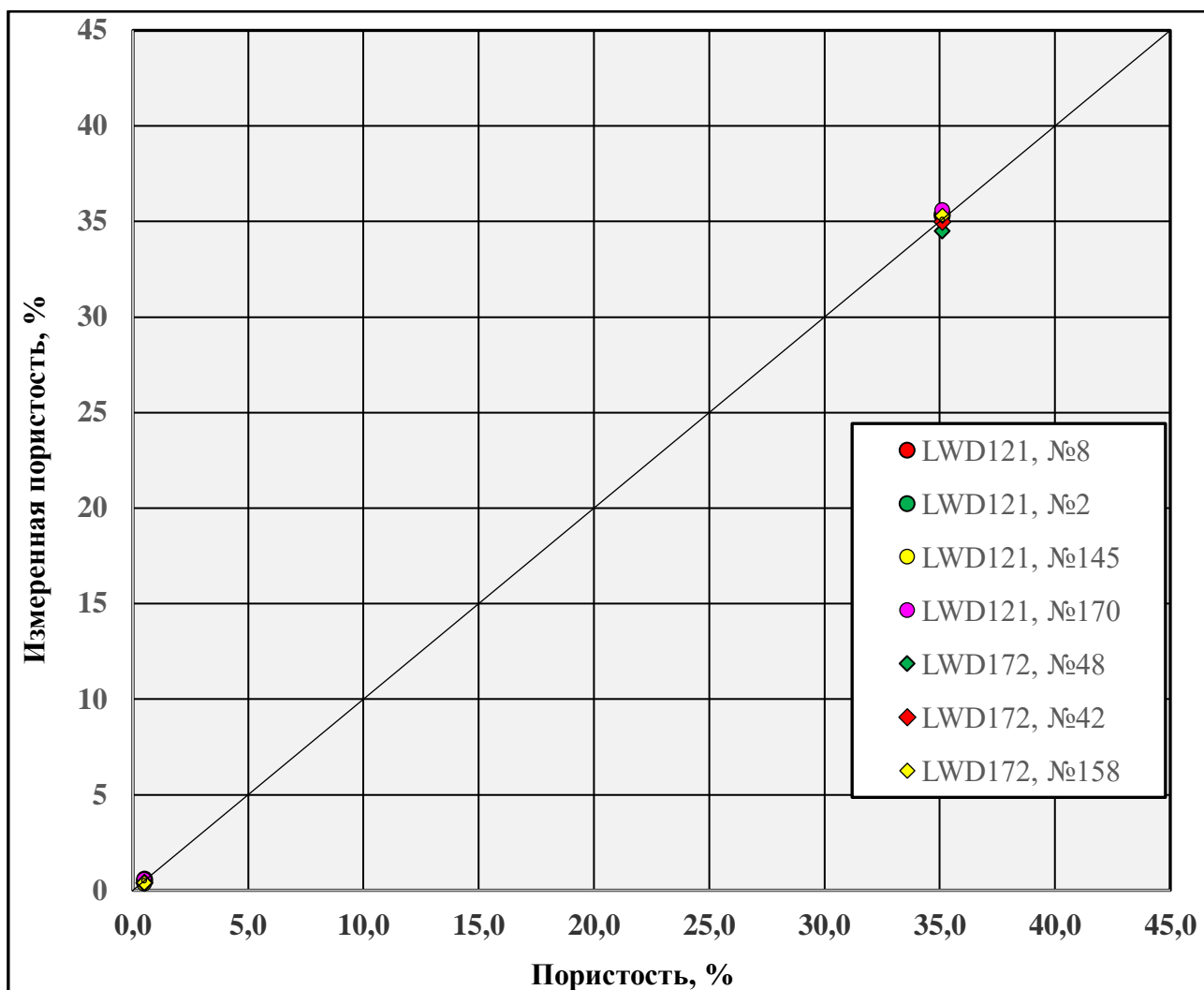
1. Методические рекомендации по проведению каротажа в процессе бурения аппаратурой LWDxxx-2ННК-ГГКЛП и обработке результатов измерений (более 100 страниц с таблицами и палетками);
2. Пакет программ EnSE для тестирования, настройки модулей, проведения калибровки, подготовки модулей к бурению и считыванию данных после бурения;
3. Пакет программ PowerLog для обработки зарегистрированных данных после бурения;
4. Руководство по эксплуатации, комплект документации по регламентным и ремонтным работам, список ЗИП и т.д.;
5. Комплект наземного оборудования и кабелей, запасные части, инструменты и приспособления;
6. Опционно могут быть поставлены комплект образцов плотности (МОБ) для калибровки канала ГГК и ЛП и комплект имитаторов пористости (ИПП) для поверки канала ННК.



Важное место в работе уделяется метрологическому обеспечению модулей. При выпуске аппаратуры с производства проводится как калибровка, так и расширенный контроль функции преобразования зондов аппаратуры во всем диапазоне измерений калибруемых параметров.

Калибровка зонда 2ННКт.

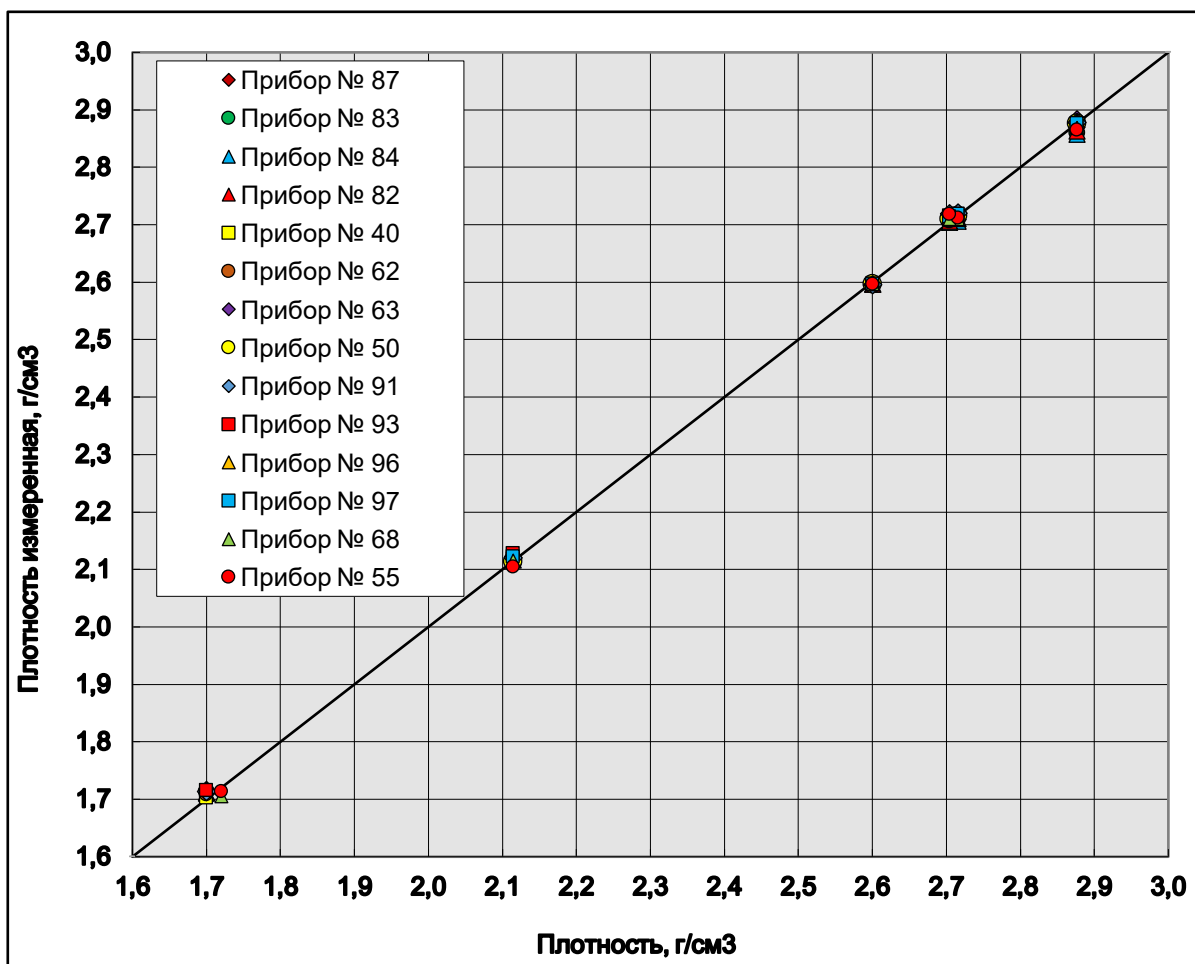
Калибровка зонда 2ННКт выполняется по одноточечной схеме – в баке с водой. Контроль стабильности функций преобразования пористости по нейтронному каротажу выполняется с использованием трех ИПП в баке с водой, обеспечивающих кажущееся значение измеряемой пористости в диапазонах 1÷5%, 15÷20%, и 30÷35%.



Сопоставление измеренной пористости 4л моделей с аттестационным ее значением. Зонд 2ННКт аппаратуры LWD121 и LWD172.

Калибровка зонда 3ГГКЛП.

Калибровка зонда 3ГГКЛП выполняется на полуплотах, т.е. в 2л-геометрии. Калибровочный комплект зонда 3ГГКЛП включает три СОП и имитатор индекса фотоэлектрического поглощения. Плотность породы калибруется по одноточечной схеме, калибровка индекса фотоэлектрического поглощения выполняется по двухточечной схеме.



Сопоставление измеренной плотности полупластов с аттестационным ее значением. Зонд ЗГГКЛП аппаратуры LWD172-2ННК-ГГКЛП-ЗГК

Калибровка зонда ГК.

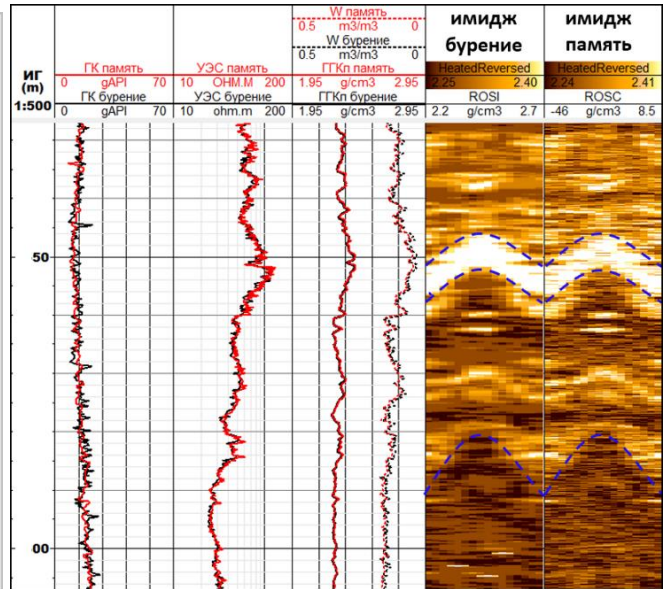
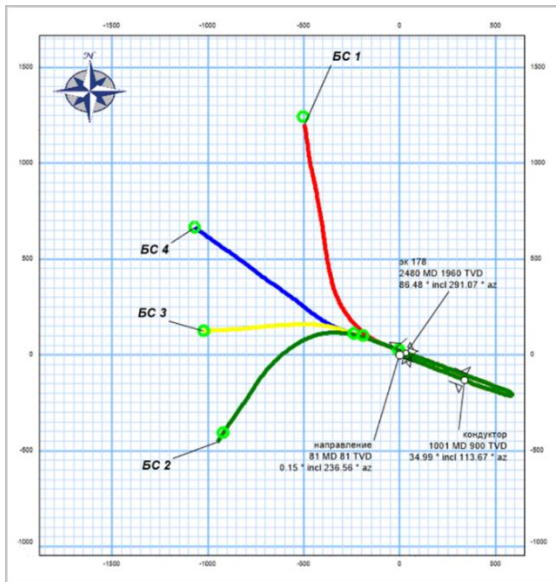
Калибровка зонда ГК выполняется по двухточечной схеме в 4л полноразмерных моделях со смешанным (калий-уран-торий) составом гамма-активности. Модели аттестованы в единицах мкР/час. Аттестационные значения моделей равны 0.7 мкР/час и 10.5 мкР/час.

Прорыв в российских технологиях бурения

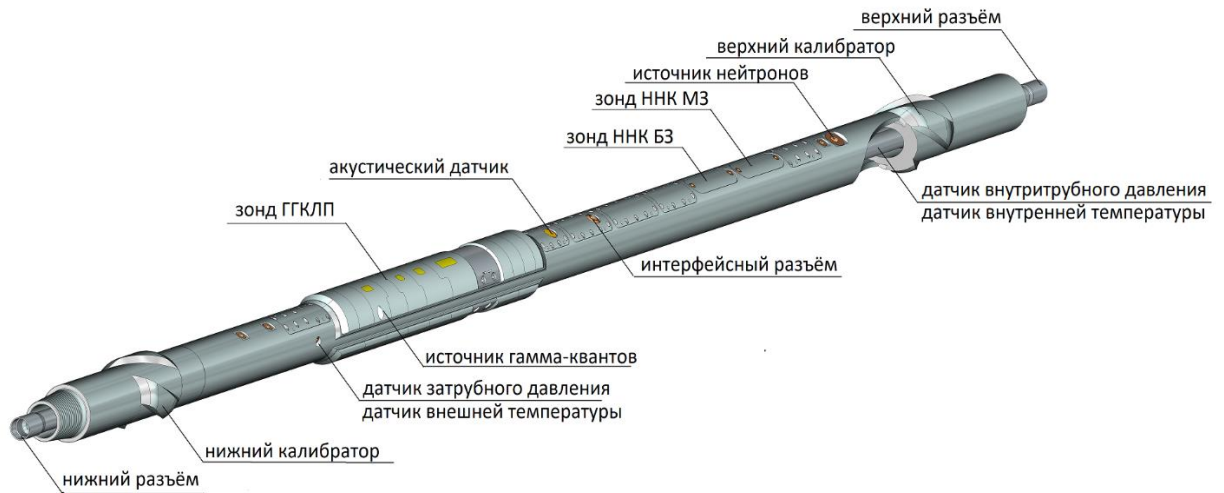
Компания Shlumberger впервые в российской истории применила высокотехнологичную компоновку приборов телеметрии, каротажа и РУС для строительства горизонтальной многозабойной скважины на Чайядинском месторождении. ВСЕ используемое оборудование произведено в России: производственная площадка «Геофит» (компания Shlumberger), ООО «НПП Энергия».



Результаты первой работы КНБК «Triple-combo + РУС»: суммарно пробурено три боковых ствола общей протяженностью 3520.5 м, произведена срезка в два боковых ствола. Максимально достигнутый отход от устья скважины составил 1300 м при вертикальной отметке 1961 м



Флагманский продукт - модуль LWDxxx-2ННК-ГГКЛП(-ЗГК) производства ООО «НПП Энергия». Дополнительно модуль оснащен датчиками внутренней и внешней температуры, внутритрубного и затрубного давления, акустическим каверномером. Решаемая акустическим каверномером задача: получение профиля скважины. Акустический сигнал оцифровывается в приборе с периодом 0.375 мкс, полезный сигнал выделяется далее при цифровой обработке.



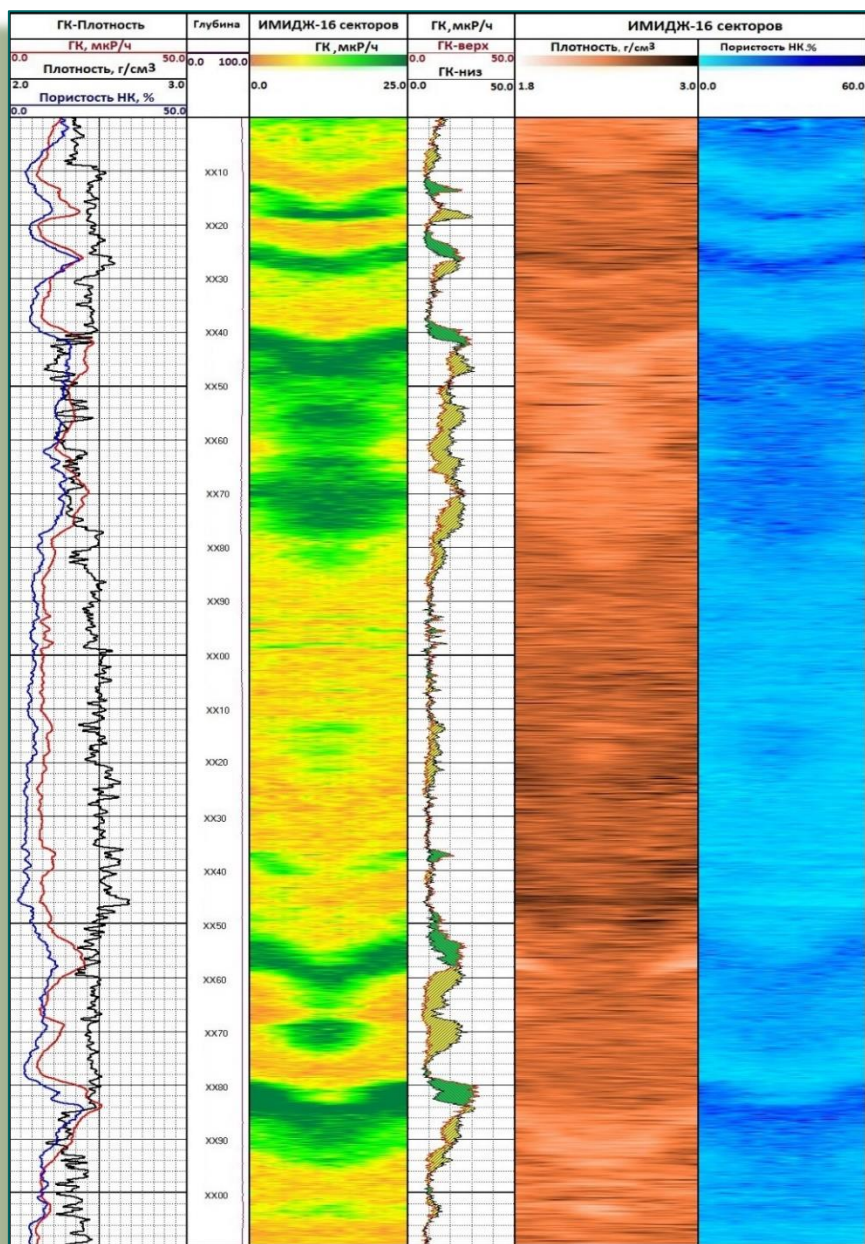
Регистрируемые параметры:

1. Плотность породы по ГГК (имидж 16 секторов);
2. Водородосодержание по ННК (имидж 16 секторов);
3. Индекс фотоэлектрического поглощения P_e ;
4. Кавернометрия по ГГК и по акустическому датчику;
5. Давление внутритрубное и затрубное;
6. Температура внешняя.
7. Естественная гамма-активность ЗГК (для LWD172)

Имиджи плотности, водородосодержания и ГК очень качественно отражают структуры и границы пластов.

Разработана и отлажена методика определения угла входа в пласт с использованием имиджа данных плотности. В ряде случаев неплохие результаты даёт использование для этой цели и имиджей ННК и ГК.

Пример записи модулем LWD172-2ННК-ГТКЛП-3ГК



ТРЕБОВАНИЯ К ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМ КАНАЛАМ КОМПЛЕКСА ГТИ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Горбатюк Олег Васильевич¹, Осипчук Иван Петрович², Зуев Александр Михайлович²

¹МОО ЕАГО

²ООО НПК «Геоэлектроника Сервис»

Геолого-технологические исследования скважин (ГТИ)— это комплексные исследования содержания, состава и свойств пластовых флюидов и горных пород в циркулирующей промывочной жидкости, а также характеристик и параметров технологических процессов на различных этапах строительства скважин с привязкой результатов исследований ко времени контролируемого технологического процесса и к разрезу исследуемой скважины по ГОСТ Р 53375 (п. 5.1) [1].

Задачи этих исследований решаются станцией ГТИ, которая включает группы информационных каналов (ИК), имеющих нормированные метрологические характеристики, и представляет собой техническую систему с измерительными функциями (ТСУИФ). Станция ГТИ, общие требования к которой установлены в разделе 8 ГОСТ Р 53375, обеспечивает непрерывное получение данных о физических и технологических параметрах перечисленных выше сред и объектов на всех этапах строительства скважины.

Для выполнения этих работ станция ГТИ должна быть оборудована комплектом датчиков технологических параметров, системой газового каротажа по буровому раствору и системой геолого-геохимических исследований проб шлама и керна. Функционирование станции ГТИ обеспечивается системами сбора информации, синхронизации измерений, информационного обмена в процессе строительства скважин, а также системой энергопитания и жизнеобеспечения.

По ГОСТ Р 8.596 [2] станции ГТИ относятся к группе ИС-1, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в эксплуатационных документах, и в соответствии с ГОСТ Р 8.674 [3] должны иметь особенности конструкции, позволяющие осуществлять их техническое усовершенствование в целях:

- сохранения метрологических характеристик в процессе эксплуатации;
- достижения достоверности, простоты и недвусмысленности результатов измерений;
- исключения, насколько это возможно, риска фальсификации результатов измерений путем предотвращения несанкционированных настройки и вмешательства;
- обеспечения безопасности и электромагнитной совместимости.

Нормируемые метрологические характеристики ИК станций ГТИ и методики их определения устанавливаются в технических документах, определяющих требования к конкретным видам каналов, в соответствии с ГОСТ 8.009, ГОСТ Р 8.674 и другими нормативными документами [4, 3]. Рекомендуемые значения метрологических характеристик датчиков (первичных преобразователей) информационных каналов станции ГТИ приведены в таблице 4 ГОСТ Р 53375-2016 [1].

Система газового каротажа по буровому раствору включает суммарный газоанализатор для измерения содержания горючих газов, который должен обеспечивать определение суммарной концентрации углеводородных газов в газовой смеси, извлеченной путем непрерывной дегазации из бурового раствора. Требования к метрологическим характеристикам установлены пунктом 8.3.7 ГОСТ 53375-2016 [1]. Диапазон измерений составляет от 0,005% об. до 100% об. доли, основная абсолютная погрешность должна быть не более $(0,002+0,01 \cdot A)$ % об. доли, где А - числовое значение измеряемого показателя. Постоянная времени не превышает 20 с. Компонентный газоанализатор непрерывного или циклического действия должен обеспечивать непрерывное или циклическое измерение

концентрации углеводородных газов и водорода в соответствии с подразделом 8.3 ГОСТ 53375-2016 [1]. Минимально обнаруживаемые соотношения компонентов: H_2/C_1 - 20, C_1/C_2 - 100, C_1/C_3 - 150. Цикл измерения C_1-C_5 - не должен превышать 2 мин. В диапазоне измерений от 0,005% об. до 1% об. доли основная приведенная погрешность должна быть не более $(0,005+0,15 \cdot A)$ %, где A – числовое значение измеряемого показателя. В диапазоне показаний от 1% об. до 100% об. относительная погрешность - не более 10%.

Контроль и автоматизацию технологического процесса измерений параметров бурения обеспечивает система сбора, хранения, обработки, отображения информации и синхронизации измерений (ССТИ). Ниже приведен пример построения такой системы (рис.1), а также метрологические характеристики измерительных каналов станции ГТИ «Разрез-2В» (табл.1), которая изготавливается с учетом требований СТО АИС 4.002 [14].

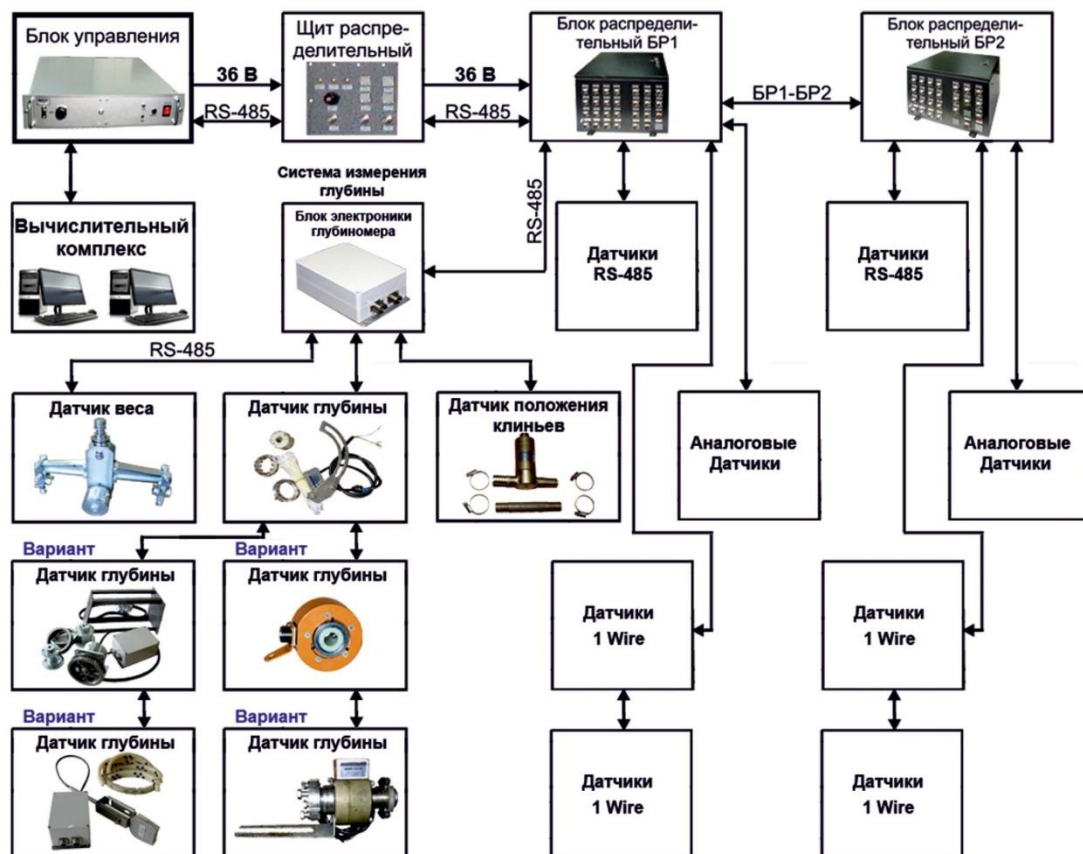


Рисунок 1 Функциональная схема системы сбора, хранения, обработки, отображения информации и синхронизации измерений датчиками технологических параметров станции ГТИ «Разрез-2В».

Таблица 1 Метрологические характеристики измерительных каналов станции ГТИ «Разрез-2В»

№№ п/п	Наименование ИК/технологического параметра	Диапазон измерений	Погрешность измерений, не более	Разрешение, не хуже
1	Положения таль-блока относительно стола ротора, м	0...50	$\Delta = \pm 0,01$	0,01
2	Вес на крюке, тс	0... 200 (400)*	$\delta = \pm 2,0\%$	0,1
3	Давления бурового раствора, МПа	0...100	$\delta = \pm 0,5\%$	0,1

4	Числа ходов в минуту для каждого насоса, ход/мин	0...200	$\Delta = \pm 1$	0,1
5	Расхода бурового раствора, л/с	0...60	$\delta = \pm 2,5\%$	0,1
6	Уровня бурового раствора в емкостях, м	0...5	$\Delta = \pm 0,01$	0,01
7	Плотности бурового раствора, кг\м ³	800... 2500	$\Delta = \pm 10,0$	10
8	Температуры бурового раствора, °С	0...100	$\Delta = \pm 1$	0,2
9	Скорости вращения элементов трансмиссии привода ротора и скорости вращения ведущей трубы («квadrата»), об/мин	0...350	$\Delta = \pm 1$	1
10	Вращающего момента на роторе (при роторном бурении), тс·м	0...10	$\delta = \pm 2,5\%$	0,2
11	Вращающего момента на роторе (при бурении СВП) датчиком давления в гидросистеме привода СВП, тс·м	0...10	$\delta = \pm 2,5\%$	0,2
12	Вращающего момента на роторе (при бурении СВП) датчиком тока в электроприводе СВП, тс·м	0...10	$\delta = \pm 2,5\%$	0,2
13	Оборотов ротора (при бурении СВП) при использовании датчика оборотов ротора, об/мин	0...350	$\delta = \pm 1,0\%$	1
14	УЭП, См/м	0...25	$\delta = \pm 1,0\%$	0,01
15	Положения клиньев, открыто/закрыто	-	-	-
16	Момент на машинном ключе, тс·м	0...10	$\delta = \pm 1,5\%$	0,1
* - В зависимости от грузоподъёмности буровой установки и оснастки талевой системы.				

Погрешность измерения для каждого информационного канала складывается из погрешности датчика (первичного преобразователя), погрешности системы сбора данных и погрешности, возникающей при математической обработке в программе сбора данных (для косвенных и расчетных параметров). Измерительные каналы с цифровой обработкой информации передают информацию об измеряемых параметрах в установленных единицах измерений в цифровом виде. Далее информация об измеряемых технологических параметрах ГТИ передается в ССТИ без внесения дополнительных погрешностей. ССТИ с аналоговыми ИК, в отличие от ССТИ с цифровой обработкой информации, имеют большие погрешности измерений из-за дополнительных погрешностей в линиях передачи информации от датчиков, которые соизмеримы с погрешностями самих датчиков.

В последнее время появились случаи проведение испытаний станций ГТИ с аналоговыми измерительными каналами с целью утверждения типа средства измерений без включения в их состав датчиков (первичных преобразователей) технологических параметров. Это недопустимо, поскольку:

- во-первых, в состав измерительных каналов обязательно входят датчики (первичные преобразователи) (ГОСТ Р 53375, пункт 8.2.4);

- во-вторых, в состав станции ГТИ по ГОСТ Р 53375 (пункт 8.1.2) входят различные системы: газового каротажа по буровому раствору, исследований проб шлама и керна, ССТИ, информационного обмена включая систему энергопитания и жизнеобеспечение станции ГТИ;

- в-третьих, погрешность регистрации технологического параметра для каждого информационного канала не может определяться при отсутствии датчика (первичного преобразователя) и складывается из погрешности датчика (первичного преобразователя), погрешности системы сбора данных и погрешности, возникающей при математической обработке в программе сбора данных (для косвенных и расчетных параметров).

Станции ГТИ с аналоговыми измерительными каналами, в случае установления им статуса средства измерений утвержденного типа, измеряют силы постоянного тока и напряжения постоянного (импульсного) тока для дальнейшего комплексного исследования без установления единиц измерений, и не могут являться измерительными каналами с такими названиями как ИК веса, ИК плотности, ИК температуры и т.п. Дополнительные погрешности линий передачи аналоговых ИК зависят от длины, сечения проводов кабельных линий, состояния контактов, устойчивости линий к источникам блуждающих токов, присутствующих на объектах проведения ГТИ. С учетом изложенного и с целью выполнения требований нормативных документов о наземном контроле процесса бурения нефтяных и газовых скважин следует воздерживаться от применения аналоговых станций, как технических устройств с измерительными функциями с повышенными погрешностями измерений, в сравнении со станциями с цифровой обработкой информации.

Метрологическое обеспечение комплекса ИК ГТИ предполагает такие виды деятельности как калибровка и поверка средств измерений [5].

При использовании в ИК компонентов, на которые был выдан сертификат об утверждении типа средства измерений, они подвергаются поверке в зависимости от сфер распространения государственного контроля и надзора на эти ИК. Поверка — это государственная услуга, поэтому государство посредством аккредитации уполномочивает аккредитованное лицо выполнять эту услугу от своего имени. При поверке оценивается соответствие СИ требованиям, установленным при испытаниях с целью утверждения типа. В методике поверки указываются средства поверки — эталоны из государственных поверочных схем.

ИК, не имеющие в своём составе СИ утвержденного типа, подвергают калибровке по методикам, разработанным и утвержденным предприятием-изготовителем этих технических средств в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.879-2014 [6] и предпочтительно зарегистрированным в Российской системе калибровки (РСК). Калибровка организуется с учетом требований к техническим записям, оцениванию неопределенности измерений, обеспечению достоверности результатов и предоставлению отчетов, которые установлены ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2019 [7]. В соответствии с требованиями п.7.8.4.3 указанного стандарта сертификат калибровки не должен содержать рекомендаций по выбору межкалибровочного интервала, кроме тех случаев, когда это было согласовано с заказчиком. Калибровка — добровольная деятельность и государством не регулируется. Заказчик технического устройства может установить свои требования к его измерительным функциям, внести изменения в методику и условия калибровки, установления межкалибровочного интервала и другое.

Следует отметить, что выполнение калибровочных работ на газоанализаторах ГТИ в эксплуатационных условиях проводится, как правило, с применением поверочных газовых смесей (ПГС) сложного состава на основе метана таких как ГСО 10541-2014, что не соответствует требованиям методик поверки (МП), принятых при утверждении типа указанных средств измерений. Однако это не является нарушением, так как в данном случае

газоанализаторы применяются не как измерители концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны, а как компоненты ИК комплекса ГТИ.

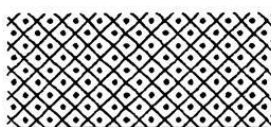
В условиях эксплуатации ИК станций ГТИ калибруются с применением средств калибровки, обеспечивающих прослеживаемость измерений, испытательного оборудования, воспроизводящего условия эксплуатации ИК. Средства калибровки, испытательное оборудование, в этом случае размещаются и устанавливаются как правило в мобильной метрологической лаборатории, которая является техническим средством с измерительными функциями и законченным изделием третьего порядка по ГОСТ Р 52931 [8]. Лаборатория должна:

- комплектоваться испытательной и информационно-измерительной системами с установленными метрологическими характеристиками;
- относиться к классу измерительных систем ИС-1, для установки которой на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в эксплуатационных документах;
- подлежать калибровке в соответствии с ГОСТ Р 8.596-2002 (п.8.7) [2];
- иметь программное обеспечение, поддерживающее протоколы обмена информацией в автоматическом и ручном режимах между калибруемыми ИК и эталонами (средствами калибровки), обеспечивающими прослеживаемость измерений.

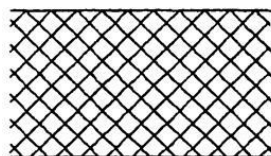
Мобильная метрологическая лаборатория относится к системам автоматизации и контроля технологических параметров процесса бурения скважин на нефть и газ с возможностью дублирования ИК ССТИ в соответствии с ГОСТ 14169 [9]. Эталоны лаборатории, обеспечивающие прослеживаемость измерений при выполнении калибровочных работ на измерительных каналах комплексов ГТИ, подлежат проверке.

Отдельного внимания заслуживают вопросы обеспечения взрывобезопасности при проведении ГТИ. Датчики (первичные преобразователи) технологических параметров ГТИ устанавливаются на буровой во взрывоопасной зоне, поэтому они должны подключаться к системе сбора только через искрозащитные барьеры по п.8.2.3 ГОСТ Р 53375 и должны быть сертифицированы в соответствии с действующими требованиями Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 [10].

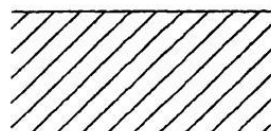
Класс и границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей установлены в Федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [11]. Расположение этих зон приведены на рисунках 2, 3 и 4.



Класс взрывоопасности - зона 0



Класс взрывоопасности - зона 1



Класс взрывоопасности - зона 2

Рисунок 2 Условные обозначение класса взрывоопасности

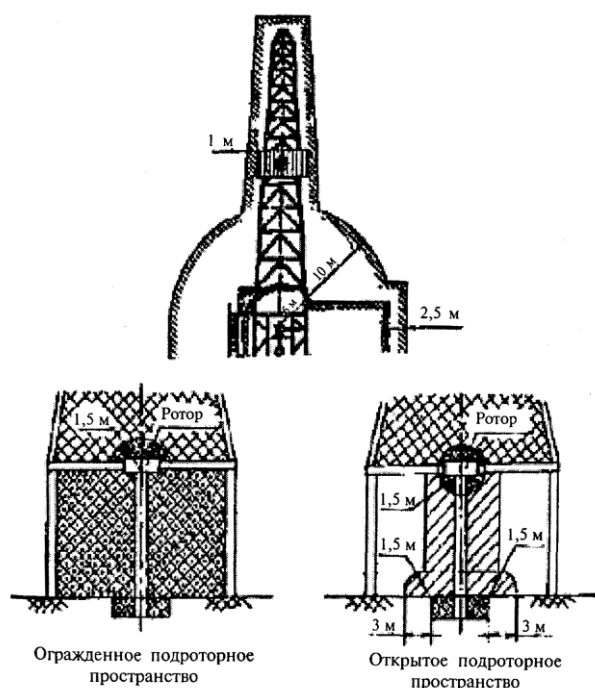


Рисунок 3 Буровые установки. Зоны взрывоопасности

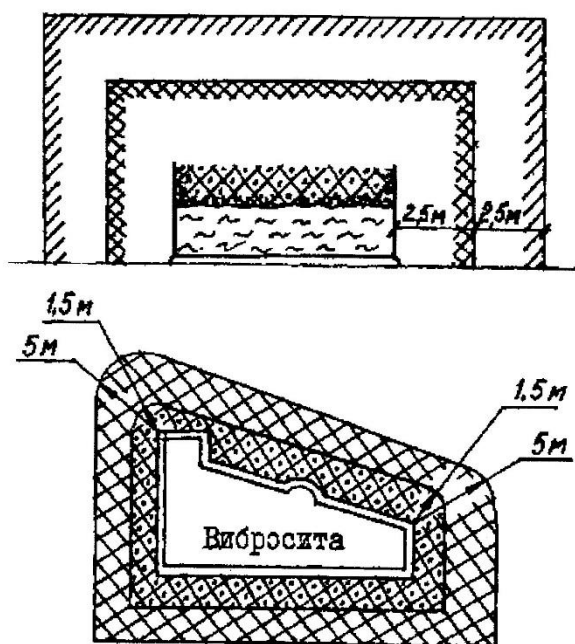


Рис. 4 Зоны взрывоопасности вокруг открытых емкостей, аппаратов и устройств.

В состав ССТИ станции ГТИ «Разрез-2В» входит связанное электрооборудование, обеспечивающее безопасное применение компонентов ИК станции ГТИ. В качестве такого связанного электрооборудования применяются распределительные блоки (БР 1, БР2) с установленной Ex-маркировкой взрывозащиты [Ex ia Ga] ПВ по ГОСТ 31610.11-2014 [12]. Связное оборудование (БР1, БР2) выполняет роль связующего звена в распределительной системе сбора, к которому подключаются датчики/первичные преобразователи (терминальные устройства), формирующие требуемые информационные каналы и обеспечивающие следующие функции: прием и первичную обработку информации от аналоговых и цифровых терминальных устройств; управление цифровыми и аналоговыми датчиками; обеспечение электропитания терминальных устройств и их

гальванической развязки по питающим и информационным линиям; обеспечение связи по кабельной линии с оборудованием системы сбора.

В заключение следует особо обратить внимание на требования к организации процесса обмена геолого-технологической информацией при строительстве скважин, установленные ГОСТ Р 58141-2018 [13]. Все эти требования обязательны для применения субъектами хозяйственной деятельности, осуществляющими получение, накопление, обработку и передачу геолого-технологической информации в процессе строительства скважин. Стандарт был утвержден и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 24 мая 2018 г. № 271-ст. В стандарте подробно изложены цели и задачи процесса движения геолого-технологической информации в процессе строительства скважин, приведена классификация источников геолого-технологической информации и определены принципы организации регулярного и оперативного к ней доступа, а также определены правила представления объектов геолого-технологических данных в процессе строительства скважин.

Список литературы

1. ГОСТ Р 53375-2016 «Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования».
2. ГОСТ Р 8.596–2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. ГОСТ Р 8.674-2009 «ГСИ. Общие требования к средствам измерений и техническим системам и устройствам с измерительными функциями».
4. ГОСТ 8.009 «ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений».
5. Федеральный Закон №102-ФЗ от 26.6.2008 г. «Об обеспечении единства измерений» (с изменениями на 11 июня 2021 года).
6. ГОСТ Р 8.879-2014 «ГСИ. Методики калибровки средств измерений. Общие требования к содержанию и изложению».
7. ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2019 «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».
8. ГОСТ Р 52931–2008 «Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия».
9. ГОСТ 14169-93 «Системы наземного контроля процесса бурения нефтяных и газовых скважин» Общие технические требования и методы испытаний».
10. Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»
11. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 N 534.
12. ГОСТ 31610.11-2014 (IEC 60079-11:2011) «Взрывоопасные среды. Часть 11. Оборудование с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь «i»»
13. ГОСТ Р 58141-2018 «Проектирование и освоение газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений. Движение геолого-технологической информации в процессе строительства скважин. Технические требования».
14. СТО АИС 4.002-2021 «Станции геолого-технологических исследований Разрез-2 и Разрез-2В. Общие технические условия».

ИННОВАЦИОННЫЕ КОРРОЗИОННОСТОЙКИЕ КАБЕЛИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

*Бабарыкин Валерий Николаевич, руководитель
отдела технической компетенции ООО "Инкаб",*

Во всем мире распространена технология slickline, в которой в процессе добычи внутрь НКТ на проволоке спускается автономный прибор для исследования физических параметров скважины. Плюсы технологии в том, что работы по исследованию можно проводить в процессе работы скважины, проволока легко уплотняется на устье скважины. Минусы технологии заключаются в невозможности получения данных в режиме реального времени, необходимость каждый раз извлекать кабель для получения данных. Заводом Инкаб был разработан кабель, позволяющий проводить операции slickline, получать все те же данные, свойственные технологии, но полностью устранить минусы за счет наличия в конструкции кабеля проводного канала в виде изолированной медной жилы. Кабель производится под маркой SlickLight, пример конструктивного исполнения приведен на рисунке 1.



Рис. 1 Пример кабельной конструкции SlickLight

Наличие проводного канала позволяет получать данные со скважинных приборов в режиме реального времени, что устраняет главный недостаток технологии slickline – автономность прибора и необходимость его подъема на поверхность для получения данных.

Защитная трубка кабеля выполняется из коррозионностойких материалов:

- нержавеющая сталь AISI 316L для обычных скважинных условий;
- никелевый сплав Incoloy 825 для агрессивных условий, таких как повышенная концентрация сероводорода.

При использовании достаточно стойких к коррозии измерительных приборов, кабель можно размещать в скважине перманентно и непрерывно получать измеренные данные, не нужно извлекать прибор для их снятия. Такая схема упростит накопление статистики измеряемых параметров.

Помимо стойкости к химической среде, наружная трубка обеспечивает рабочее давление кабеля от 500 бар и выше. Рабочим давлением можно управлять за счет толщины наружной трубки.

Наличие высокопрочной проволочной брони обеспечивает грузонесущие свойства кабеля:

- разрывная нагрузка 1,4 тонны при диаметре 4,8 мм;
- разрывная нагрузка 2,8 тонн при диаметре 6,35 мм.

Для диаметров 4,8 и 6,35 мм изготавливаются стандартные герметизирующие фитинги 3/16 и 1/4 дюйма соответственно.

Кабель Slicklight вместо медной изолированной жилы может содержать высокотемпературный оптический модуль с оптическими волокнами внутри, что позволяет

проводить температурное профилирование скважины по технологии DTS (distributed temperature sensor – распределенный датчик температуры) и изучение акустического фона скважины по технологии DAS (distributed acoustic sensor – распределенный акустический датчик). Пример кабельной конструкции с оптическим модулем приведен на рисунке 2.

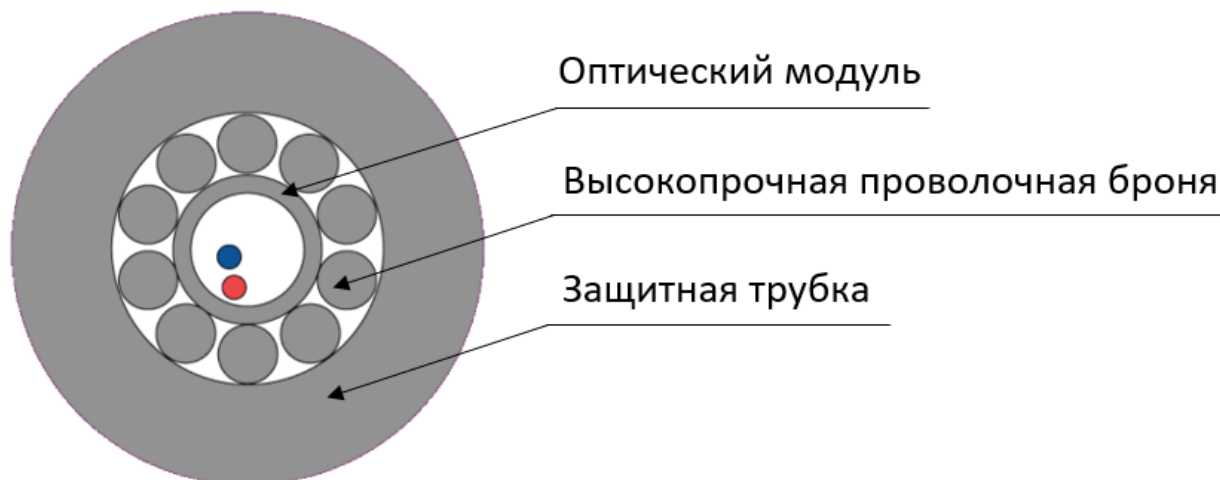


Рис. 2 Кабель SlickLight с волоконно-оптическим модулем для распределенных измерений. Уже имеется положительный опыт поставок в международные компании, такие как Expro, NOV, Gowell, TAQA, Oilserv, Wellservice Group. Впервые интерес к этой технологии проявили именно зарубежные компании, отработка технологии и её отладка произошли на экспортном направлении, но мы убеждены что наши разработки будут полезны и отечественной нефтегазовой отрасли.

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

ПОИСК ПРОПУЩЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ С УЧЁТОМ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

*Лаврентьев Марк Евгеньевич – ООО «ТКШ»,
Хипели Денис Викторович – ООО «ТКШ»,
Насибуллин Дмитрий Валерьевич – АО «ПГО«ТПГ»*

Значительное количество зрелых месторождений открыто во второй половине XX века, когда постановка задач и имеющийся инструментарий не позволяли уделять должного внимания низкодебитным или неструктурным ловушкам. В настоящее время на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, задача восполнения ресурсного потенциала за счёт пропущенных залежей является одной из наиболее актуальных. В том числе такая постановка задачи стала особо актуальна на большинстве лицензионных участков Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП).

Наиболее эффективным способом изучения потенциала пропущенных залежей является возврат к геолого-разведочному этапу с полной ревизией всех имеющихся геолого-геофизических материалов. Однако, высокая неопределённость сейсмогеологических моделей (СГМ), связанная с низким качеством геолого-геофизических материалов, а также высокие трудо-временные затраты на переинтерпретацию геолого-геофизических материалов требуют поиска наиболее оптимизированных подходов.

Несомненно, получение дополнительных данных геофизических исследований скважин (ГИС) представляется менее затратным по ресурсам, чем сейсмических данных. Текущая ситуация с качеством ГИС и РИГИС на лицензионных участках в Волго-Уральской НГП следующая:

1. Низкое качество ГИС в старом фонде скважин. Не эталонированные приборы и малое количество методов ГИС в силу недоступности ряда технологий на время их проведения.
2. Сложный минеральный состав пород отложений пермского, каменноугольного и девонского возраста (смешанный карбонатно-терригенный разрез, доломитизация, сульфатизация, глинистые минералы, окремнения, битумы, керогены);
3. Большая погрешность в определении общего коэффициента пористости (Кп) и, следовательно, в определении коэффициента нефтегазонасыщенности (Кнг), как следствие из вышперечисленного;
4. Низкое качество корреляционных зависимостей, описывающих связь Кнг с удельным электрическим сопротивлением (УЭС) породы усугубляет точность оценки Кнг в карбонатных породах для ГИС в открытом стволе;
5. Низкое качество или отсутствие корреляционных зависимостей для оценки коэффициента остаточного нефтенасыщения (Кно) и коэффициента остаточного водонасыщения (Кво), коэффициента проницаемости (Кпр);
6. Низкая корреляция результатов интерпретации ГИС (РИГИС) с результатами интервальных испытаний.

Одним из способов решения проблемы недостаточности данных ГИС по старому фонду скважин – это безусловно радиоактивный каротаж (РК) в обсаженном стволе (методы углерод-кислородного соотношения - СО, нейтрон-нейтронного каротажа - ННК, нейтрон-гамма каротажа - НГК, гамма-каротажа спектрометрического - ГКс, импульсного нейтрон-нейтронного каротажа ИННК, импульсного нейтрон-гамма каротажа спектрометрического - ИНГКс) с целью оценки ФЕС и определения эффективных нефтенасыщенных толщин, дополненных метод кросс-дипольного широкополосного

акустического каротажа (КД АКШ), для дальнейшего использования РИГИС по РК в обсаженном стволе в петроупругом моделировании и интерпретации сейсмических данных.

К сожалению, многолетний опыт в регионе (Волого-Уральской НПП) применения различных типов РК для целей оценки ФЕС и определения эффективных нефтенасыщенных толщин показал низкую прогнозную способность такого подхода, во многом связанным с тем, что методы используются выборочно, большинство приборов не эталонированы и/или не имеют специальных алгоритмов учёта условий записи каротажа. И самое возможно главное – отсутствие стабильного решения обратной задачи спектрометрического геохимического каротажа (метод ИНГКс) в рамках определённого класса точности, который является основой для точного определения Кп и последующих, связанных с этим параметром, расчётов – Кнг, Кно, Кво, Кпр.

Таким образом, авторами предлагается внедрение и использование современного технологичного высокоточного комплекса РК для обсаженного ствола – СПЕКТРУМ-АИНК, сочетающий в себе все известные методы РК в обсаженном стволе (СО, ННК, НГК, ГКс, ИННК, ИНГКс) и объединяющий в себе передовые отечественные технологии и метрологическое обеспечение не уступающее передовым мировым аналогам¹ в сочетании с методом КД АКШ. Результативность применения передового комплекса РК – прибора Pulsar уже неоднократно подтверждалась в различных скважинах, на лицензионных участках, разного возраста и типа отложениях в Волго-Уральской НПП². Надо понимать, что с одной стороны такая высокая результативность применения комплекса методов РК обусловлена выбором аппаратного, технологического, метрологического обеспечения современных приборов (Pulsar, СПЕКТРУМ-АИНК), но с другой стороны использование эмпирических связей «расширенный ГИС – ГИС» на базе опорных скважин ГРП с расширенными методами ГИС в регионе³, позволяющие усиливать прогнозную способность РИГИС, как данных ГИС, полученных в обсаженном стволе, так и данных открытого ствола, накопленных в больших количествах в старом фонде скважин.

По сути, такой подход по повышению достоверности и качества данных ГИС является доизучением потенциальных объектов. Однако, доизучение будет эффективным для задачи поиска пропущенных залежей только в том случае, когда будет выполняться в комплексе с анализом и интерпретацией остальных геолого-геофизических данных по анализируемым объектам лицензионного участка. Также комплексный подход всех геолого-геофизических данных позволит выработать критерий применимости высокотехнологичного комплекса РК и КД АКШ – определить необходимое количество скважин, интервалы.

Таким образом, во избежание высоких временных и трудовых затрат, авторами предлагается оптимизированный подход, когда доизучение (сейсмическая переинтерпретация, объёмная оценка запасов) пропущенных залежей выполняется только после подтверждения их продуктивности путём проведения высокотехнологичного комплекса РК (СПЕКТРУМ-АИНК или Pulsar) совместно с КД АКШ. При использовании данного алгоритма важным этапом является этап подготовки скважин-кандидатов, ранжирования на основе экспресс-ревизии материалов ранее проведённых ГРП. Ранжирование перспективных объектов основывается на оценке относительной надёжности существующих элементов сейсмогеологических моделей (петрофизическая и петроупругая модели, геологический концепт, результаты сейсмической интерпретации), – на качестве входных технических и геологических данных, а также региональных предпосылках (sPA – анализ (seismic Prediction Assurance)). Рейтинг скважин на

доизучение согласовывается с учётом факторов, обуславливающих вероятность успеха выявления новых залежей (gCoS – анализ (Geological Chance of Success)). По результатам работ также формируется комплексная программа доизучения перспективных объектов, в том числе с учётом успешности или неуспешности выполненных замеров высокотехнологичным комплексом РК (СПЕКТРУМ-АИНК или Pulsar) и КД АКШ в обсаженном стволе.

Предлагаемый подход позволяет не только оптимизировать поиск пропущенных залежей, но также, на единой методической основе оценить и ранжировать геологические объекты разной степени изученности относительно надёжности прогноза и соответствующего уровня неопределённости, провести оценку достоверности ресурсной базы и использовать в качестве обоснования при принятии решений по ГРП и разработке.

Список литературы

1. *Rose D., Zhou T., Beekman S., Quinlan T. et al.* An Innovative Slim Pulsed Neutron Logging Tool. SPWLA, 18–22 июня, 2015.
2. *И.А.Черных, А.С.Чухлов, И.Н.Бурсин, А.Ю.Филимонов.* Опыт применения малогабаритного прибора ИНГК-с Pulsar на месторождениях ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" для количественной оценки минералогического состава и коллекторских свойств пластов, определения характера насыщения и оценки текущих положений флюидальных контактов через обсадную колонну // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2020. Вып. 4 (304). С. 45-59.
3. *Волков О.П., Перцев И.А., Лаврентьев М.Е., Чаруна М.В., А. П. Лопатин.* Использование высокотехнологичных комплексов каротажа и гидродинамических исследований на кабеле для оценки свойств карбонатных коллекторов нижнего карбона и верхнего девона волго-уральской нефтегазоносной провинции // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2022. Вып. 6 (320). С. 5-29.

РАЗРАБОТКА АКУСТИЧЕСКОГО КАВЕРНОМЕРА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И НАКОПЛЕННЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ В СОСТАВЕ АППАРАТУРЫ LWD ПРОИЗВОДСТВА ООО "НПП ЭНЕРГИЯ"

*Быховец А.А., Воробьев А.Н., Лебедев А.В., Лобода Д.Р., Моргун Д. Ю.,
ООО «НПП Энергия», г. Тверь*

В докладе рассмотрены вопросы разработки акустического излучателя/приемника и создания на его основе акустического каверномера для применения в аппаратуре проведения каротажа в процессе бурения (Logging While Drilling - LWD). Показаны результаты обработки регистрируемых сигналов, полученные с помощью разработанного программно-методического обеспечения.

Ключевые слова: акустический излучатель, акустическая профилометрия, кавернометрия, картаж в процессе бурения

В работе представлен опыт внедрения акустического каверномера в состав аппаратуры LWD, производимой ООО «НПП Энергия». Специалистами ООО «НПП Энергия» были разработаны конструкционные, технологические и программные решения, позволяющие проводить измерение диаметра скважины в процессе бурения, а также выполнять визуализацию и математическую обработку измеренных данных после проведения каротажа.

Под термином акустический каверномер подразумевается измерительно-программная система, состоящая из:

- ультразвукового акустического излучателя-приемника,
- электрической схемы возбуждения/приема и аналого-цифрового преобразования акустического сигнала,
- программно-вычислительного пакета по детектированию фронта отраженного сигнала и вычислению диаметра непосредственно в процессе бурения (реал-тайм),
- комплекса программно-методического обеспечения для постобработки регистрируемых сигналов.

Жесткие эксплуатационные условия для проведения ультразвуковых измерений при каротаже во время бурения накладывают существенные требования к конструкции акустического излучателя. Необходимо одновременно обеспечить механическую надежность, хорошее соотношение сигнал/шум излучателя, длительную работоспособность, а также компактность для размещения в составе аппаратуры приборов семейства LWD.

Типичная конструкция акустического излучателя/приемника приведена на рисунке 1. Излучатель состоит из пьезоэлектрического композита, согласующего слоя и тыльного демпферного слоя с высоким значением акустического импеданса. Принимая во внимание опубликованные данные мировых производителей геофизической аппаратуры [1-4], а также опираясь на результаты собственных исследований, был изготовлен ультразвуковой излучатель на основе пьезокерамического элемента отечественного производства. Заливка излучателя выполнялась с использованием высокотемпературного эпоксидного состава производства ООО «Эпоксид» г. Дзержинск.



Рисунок 1. Конструкция акустического излучателя/приемника.

На рисунке 2 показан внешний вид акустического излучателя, размещенного в маслonaполненном корпусе. На рис. 3 показан акустический каверномер в составе аппаратуры LWD-172: акустический модуль и рядом расположенный карман с платой электроники.

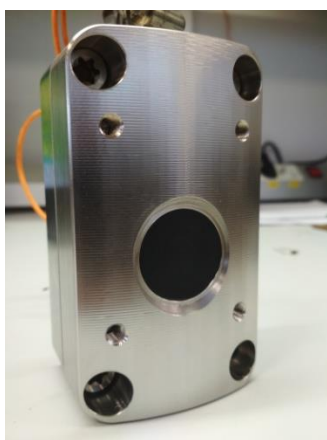


Рисунок 2. Акустический излучатель в корпусе.



Рисунок 3. Общий вид акустического каверномера в составе аппаратуры LWD72.

К настоящему времени на месторождениях Восточной и Западной Сибири выполнено около 100 успешных рейсов на бурение с использованием аппаратуры LWD, оснащенной акустическим каверномером

На рис. 4 показаны данные кавернометрии, полученные при бурении на одном из месторождений ЯНАО. Обработка и визуализация данных выполнена с помощью разработанного программного обеспечения обработки данных акустического профиломера, позволяющего проводить собственно обработку данных АК с использованием различных методик, графический и цифровой просмотр данных каротажа, расчетных и сопровождающих кривых и документирование результатов.

В левой части рисунка представлены три окна со значениями среднего, вертикального и горизонтального диаметров скважины по данным от АК и плотностного гамма-гамма каротажа (2ГГКП). Красным цветом показаны диаметры, полученные по данным акустического каверномера, а синим цветом - полученные по методике обработки данных 2ГГКП. На правой части рисунка представлено графическое отображение профиля скважины по соответствующим данным от АК и 2ГГКП. Как видно, имеется хорошее соответствие между результатами кавернометрии, измеренными акустическим методом, и полученными методом 2ГГКП.

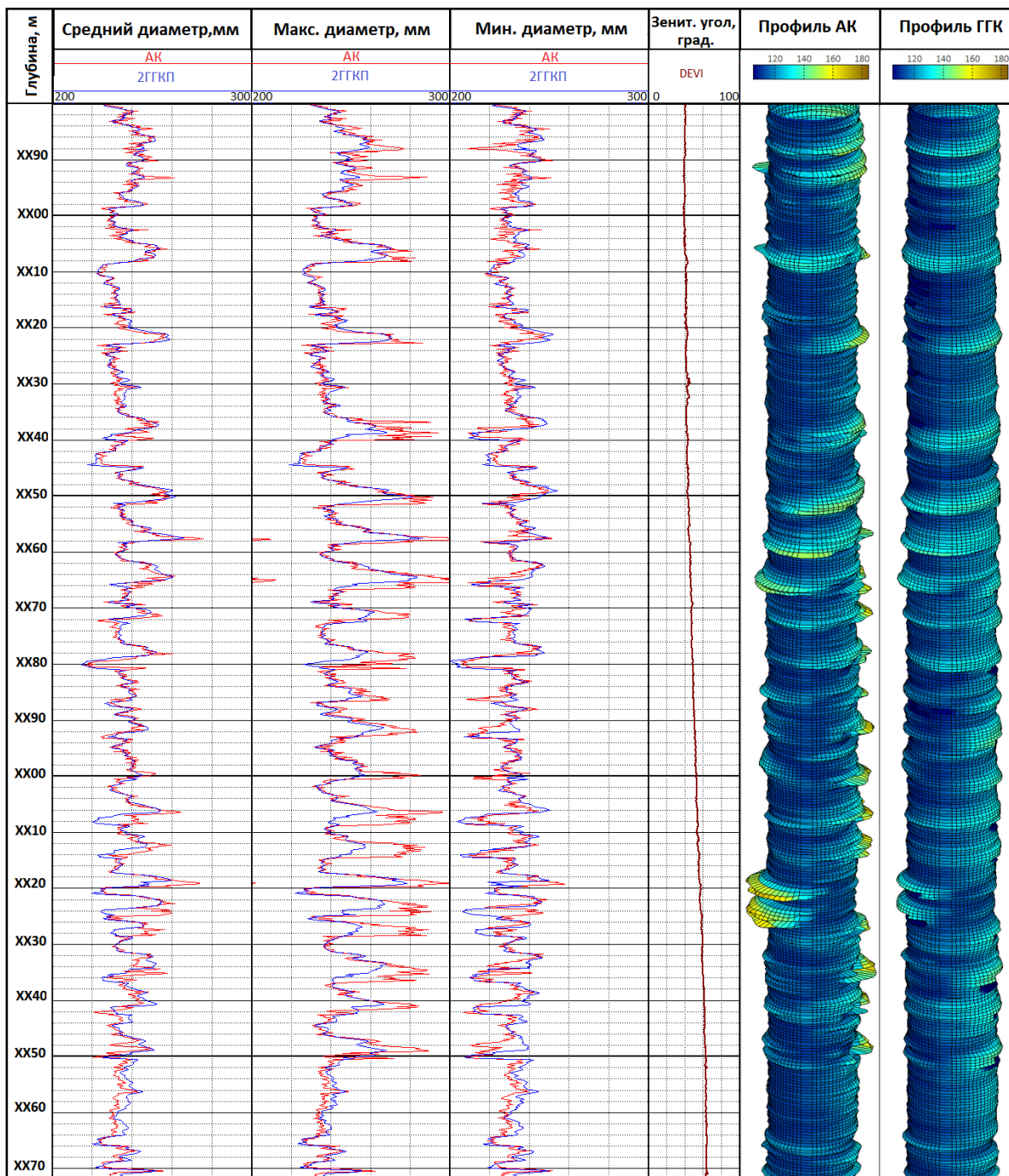


Рисунок 4. Фрагмент данных кавернометрии, полученных на одном из месторождений ЯНАО.

На рисунке 5 приведено сопоставление кривых среднего, вертикального и горизонтального диаметров скважины по данным АК, полученным в процессе каротажа и по результатам обработки после окончания бурения. Как видно, кривые диаметров в процессе и после окончания бурения имеют хорошее совпадение. Это факт позволяет утверждать, что разработанная конструкция АК и алгоритм определения расстояния до стенки скважины позволяют корректно выполнять профилометрию скважины в процессе бурения, без необходимости ожидания данных кавернометрии для последующей обработки «наверху» с использованием математической обработки.

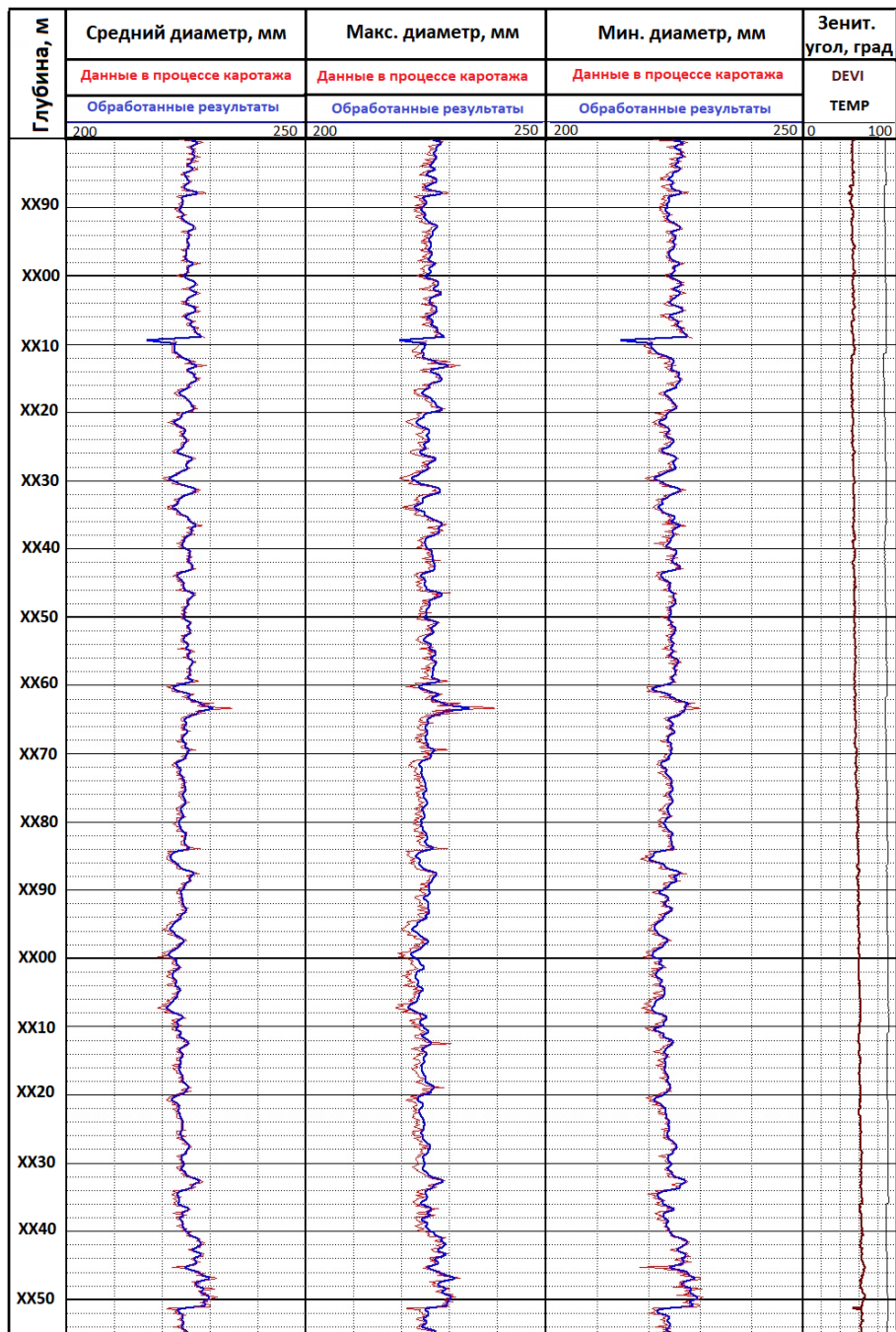


Рисунок 5. Фрагмент данных кавернометрии в процессе каротажа и постобработка после окончания бурения

Заключение

Разработан акустический каверномер для аппаратуры LWD, производимой ООО «НПП Энергия» г. Тверь. В ходе проведения каротажных работ в процессе бурения АК обеспечивает корректные измерения диаметра ствола скважины. В случае воздействия неразрушительных механических нагрузок АК сохраняет свою работоспособность без существенной деградации характеристик при наработке прибора более 600 часов в процессе каротажа во время бурения.

Выработана методика регистрации и интерпретации данных от акустического каверномера в режиме бурения. Разработано программное обеспечение для проведения математической обработки регистрируемых данных от АК. Создана графическая оболочка для визуализации профиля скважины по регистрируемым данным.

Литература

1. В.Ф. Козяр, Д.В. Белоконь, Н.В. Козяр, Н.А. Смирнов. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах – состояние и направления развития. – Научно-технический вестник АИС “Каротажник” №63.
2. A.D. Waite. Sonar for practising engineers, 3rd edition. – J. Wiley & Sons. 2002.
3. Aithoff, G.; Arian, A.; Kavaipatti, A.B.; Varsamis, G. L.; Wieniewski, L.T. Mwd Ultrasonic Caliper Advanced Detection Techniques. Am. J. Respir. Crit. Care Med. 1998, 188, 1052–1057.
4. Priest J. Computing borehole geometry and related parameters from acoustic caliper data // SPWLA 38th Annual Logging Symposium. 1997, June 15-18, Abstr. Log Analyst, 1997. V. 38. №2.

ПРООТБОРНИК С АЗОТНОЙ КОМПЕНСАЦИЕЙ ПРОБЫ ИЛИ НОВАЯ ПАРАДИГМА В ГЕОФИЗИЧЕСКОМ ПРИБОРОСТРОЕНИИ

*А. А. Шакиров
АО НПП «ВНИИГИС»*

Прооотборники предназначены для отбора представительных проб скважинного флюида в нефтяных и газовых скважинах. АО НПП "ВНИИГИС" разработаны и серийно выпускаются прооотборники проточного и непроточного типа [1...5]. Для отбора герметичных проб жидкости и газа на заданной глубине ВНИИГИС в своем арсенале имеет параметрический ряд прооотборников типа ПГМ-28-300, ПГМ-36-300, ППГ-36-300, СПГ-65 и т.п. Подробные технические характеристики на эти приборы размещены на web - сайте ВНИИГИС: www.vniigis.com

Интерес к технологии отбора представительных проб, в последнее время, снова возрос в связи с деятельностью иностранных компаний на геофизическом рынке России, которые стали предлагать технологию отбора проб с азотной компенсацией.

Принцип использования прооотборников с азотной компенсацией основан на компенсации потери давления в контейнере при падении температуры в процессе подъема пробы на поверхность за счет поджатия этой пробы энергией азота из специального контейнера в прооотборнике. На наш взгляд, конструктивно проще была бы компенсация падения температуры при подъеме пробы. Однако есть утверждения, что изменение геометрических размеров прооотборника при подъеме также влияет на представительность пробы.

Кроме поддержания давления в контейнере прооотборника в процессе подъема на поверхность, необходим контроль давления и температуры внутри контейнера с момента отбора до передачи в лабораторию для исследования пробы. Например, в ООО «ОйлГис» для этой цели используется технология записи в память контроллера показаний датчика давления, которые находятся в баростойком корпусе внутри контейнера. Чтобы исключить непродуктивный отбор пробы, желательно термодинамические параметры пробы передавать из контейнера в реальном масштабе времени, а не считывать данные после подъема на поверхность.

Нами проводилось исследование возможности использования импульсной трубки для подвода давления из контейнера в модуль электроники прооотборника с целью контроля давления в контейнере в реальном времени (рис. 1). Конструктивно данная технология была реализована, но значительно усложняла конструкцию прооотборника.



Рис.1. Измерение давление в контейнере при помощи импульсной трубки

Далее работы проводились по изучению вопроса передачи данных из контейнера по беспроводному каналу связи в модуль электроники пробоотборника с дальнейшей передачи данных на поверхность по каротажному кабелю в реальном времени. В результате была реализована технология не только передачи данных по радиоканалу из контейнера, но и передача управляющих команд в контейнер.

В состав пробоотборника входят модуль контейнера, модуль электрогидропривода, модуль электроники. Модуль контейнера содержит основной объем для отбора пробы, где находится разделительный поршень, который соединен с полым штоком. Полая часть штока имеет отверстие, которое обеспечивает связь с областью под разделительным поршнем. Область над разделительным поршнем соединена отверстием с дополнительным объемом контейнера. В дополнительном объеме находятся баллон со сжатым азотом и блок электроники. Баллон со сжатым газом имеет дифференциальный поршень и ниппель. Блок электроники контейнера представляет собой баростойкий цилиндрический корпус с датчиком давления и температуры, с автономным источником питания, со схемами измерения, преобразования, памяти, радиопередачи и радиоприема. Датчик давления и температуры предназначены для измерения давления и температуры в контейнере.

Контейнер (рис.2) состоит из следующих основных узлов и блоков: 1 – поршень, 2 – основной объем контейнера, 3 – объем с азотом, 4 – дифференциальный поршень, 5 – ниппель, 6 – дополнительный объем контейнера, 7 – датчик давления и температуры, 8 – плата с электроникой.

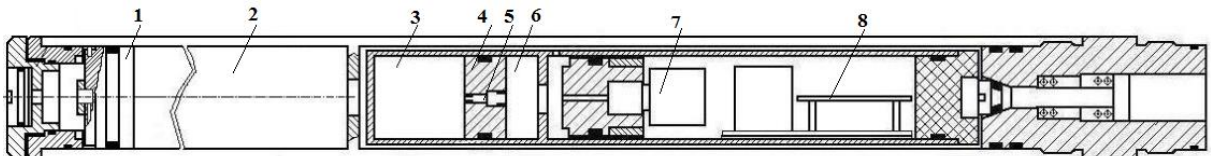


Рис.2. Контейнер с передачей данных по радиоканалу

На устье скважины, перед спуском в интервал исследования, пробоотборник собирается из отдельных модулей и образует законченное устройство для отбора глубинных проб в нефтяных и газовых скважинах. Перед сборкой баллон для сжатого газа заряжается азотом через ниппель. Давление закаченного в объем азота определяется исходя из законов Бойля – Мариотта и Гей-Люссака и глубины спуска пробоотборника. После закачки газа дифференциальный поршень занимает крайне правое положение до упора, так

как дополнительный объем находится под атмосферным давлением. До спуска устройства в скважину баростойкий электронный блок, состоящий из корпуса, заглушки и штуцера снаряжается сухими гальваническими элементами электропитания, после чего электронный блок автоматически приводится в рабочее состояние. Внутри электронного блока также расположены плата с электроникой и датчик давления и температуры. Датчиком, соединенный через канал с дополнительным объемом, и с микроконтроллером, который находится на плате, измеряют давление и температуру внутри контейнера. Микроконтроллер преобразовывает данные в цифровой код. Микроконтроллер в своем составе имеет радиопередатчик и радиоприемник (радиостанция). Радиостанция работает на частоте от 2,4 ГГц до 5 ГГц. В качестве радиостанции может быть использован также Wi-Fi модуль. Такая же радиостанция или Wi-Fi модуль имеется и в составе основного модуля электроники. Электронный блок контейнера и основной модуль электроники обмениваются информацией по радиоканалу. Заглушка контейнера изготовлена из радиопрозрачного материала. Так как на несущей частоте от 2,4 ГГц до 5 ГГц уплотнительные кольца, обеспечивающие баростойкость конструкции пробоотборника, являются радиопрозрачными, а база (расстояние) между электронным блоком контейнера и основным модулем электроники составляет не более одного метра (1000 мм), радиоканал работает надежно.

Перед спуском в интервал отбора пробы пробоотборник соединяется при помощи приборной головки к каротажному кабелю. При спуске пробоотборника ведется непрерывно регистрация давления и температуры как в скважине при помощи датчика давления и температуры, установленной в основном модуле электроники, так и в контейнере. После достижения пробоотборником интервала отбора пробы по сигналу с наземного пульта управления включается электромагнит модуля электрогидропривода, при этом срабатывает гидрозамок при перетекании рабочей жидкости в свободный объем за электромагнитом, после этого открывается канал для поступления жидкости из ствола скважины в пробоприемный объем контейнера. Время, необходимое для вытекания рабочей жидкости, зависит от величины гидростатического давления в скважине на глубине отбора пробы и от вязкости рабочей жидкости и составляет не более 1 минуты. Устройство контейнера обеспечивает заполнение пробоприемного объема без большого перепада давления. Дифференциальный поршень баллона с азотом занимает положение как на рис.2, при этом появляется дополнительный объем, заполненный пробой. Во время подъема прибора из скважины внешнее гидростатическое давление уменьшается, а внутреннее давление в контейнере сохраняется таким, какое было на глубине отбора, обеспечивая герметичность пробы, при этом дифференциальный поршень и энергия сжатого объема азота обеспечивают поджатие пробы при изменении давления пробы. Информация о давлении и температуре в контейнере и в скважине по телеметрическому каналу связи в реальном масштабе времени передается на поверхность.

Данная конструкция контейнера обеспечивает получение представительной и кондиционной пробы. Состояние пробы в контейнере контролируется с момента отбора до подъема на поверхность и передачи в лабораторию для PVT-анализа при помощи кейса для транспортировки с поддержанием температуры в интервале отбора (рис.3).



Рис.3. Кейс для транспортировки контейнеров

Основные выводы

1. Пробоотборники АО НПП ВНИИГИС охватывают все группы типовых пробоотборников пластового флюида, обеспечивают отбор проб от сухого, жирного, ретроградного газа до летучей, черной и тяжелой нефти.

2. Дальнейшее развитие технологии применения пробоотборников идет по пути расширения функциональных возможностей и условий применения: пробоотборники, управляемые по каротажному кабелю, полностью автономные скважинные приборы, автономные пробоотборники с беспроводным каналом связи; пробоотборники с азотной компенсацией пробы; пробоотборники для классических, наклонных и горизонтальных скважин.

3. Технология передачи термобарических параметров из контейнера в модуль электроники пробоотборника по полудуплексному радиоканалу открывает новые возможности в геофизическом приборостроении: организовать внутри скважинного прибора радиоканал, тем самым повысить надежность скважинных приборов за счет упрощения их конструкции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шакиров А. А. Пробоотборники для нефтегазовых скважин // НТВ «Каротажник». - Тверь: Изд. АИС, 2016. Вып. 7 (265).- С.159-162.
2. Шакиров А. А. Технология отбора проб в горизонтальных скважинах // Материалы международной научно-практической конференции. Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений. Казань, 6-7 сентября 2017 г. - С. 292-294.
3. Шакиров А. А., Гуторов Ю. А. Современный геофизический информационно-коммуникационный комплекс для гидродинамических исследований коллекторов нефти и газа. Уфа: УГНТУ, 2012. 374 с.
4. Шакиров А. А. Перспективы и проблемы отбора проб скважинного флюида в нефтяных и газовых скважинах // НТВ «Каротажник», №4(310), 2021 г. - С.132-136.
5. Шакиров А.А. и др. Новое поколение пробоотборников представительных проб. Тезисы докладов 28 научно-практической конференции им. Лаптева В. В. Новая техника и технологии для трудноизвлекаемых запасов углеводородов, Уфа-2022.

МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ДЕФЕКТΟΣКОПИИ – ТОЛЩИНОМЕТРИИ МНОГОКОЛОННЫХ СКВАЖИН МЕТОДОМ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

*Головацкая Гульнара Ишмухаметовна
+79371638501, gulgran@yandex.ru, АО НПП «ВНИИГИС».*

С каждым годом все более остро стоит задача укрепления топливно-энергетического комплекса России. Поиски, разведка, разработка месторождений проводятся все в более сложных геологических условиях.

В течение последних 25 лет основное усилие по техническому состоянию скважин было направлено на расчет толщин первых 2-х колонн труб, оставляя без внимания остальную часть конструкции скважины, состоящую из 4-х и 5-ти колонн. Вследствие чего стали часто возникать межколонные и заколонные перетоки, техногенные загрязнения внутрискважинного и заколонного пространства пластовыми флюидами, солями, фильтратом бурового раствора, потерями при закачке и отборе газа на ПХГ.

В АО НПП «ВНИИГИС» проведены работы по созданию теории, аппаратуры разработки методики интерпретации электромагнитной дефектоскопии методом переходных процессов [1-6].

Проведенные исследования позволили научно обосновать и практически разработать методику интерпретации электромагнитной дефектоскопии-толщинометрии многоколонных нефтяных и газовых скважин.

По результатам моделирования определены необходимые времена регистрации КС в зависимости от магнитной проницаемости толщины стенок и количества колонн. Для одноколонных моделей большого диаметра (245-610 мм) оптимальный временной интервал измерения КС для оценки толщины стенки от 10 до 60-180 мс. В двухколонных скважинах, обсаженных трубами большого диаметра, необходимо увеличить время регистрации КС до 200-250 мс. Для исследования третьей колонны информативный временной интервал от 100 мс до 400 мс в зависимости от параметров модели. Для четырех колонной конструкции время регистрации целесообразно увеличить до 400 – 1000 мс.

Установлено, что изменение магнитной проницаемости внешней колонны влияет на характеристики КС (амплитуду, постоянную спада) на более поздних временных интервалах, чем при изменении толщины этих колонн.

На рис. 1 приведен пример моделирования КС для четырех колонной модели с постоянными параметрами $D_1=114$ мм, $T_1=9$ мм, $D_2=172$ мм, $T_2=14$ мм, $D_3=305$ мм, $T_3=16$ мм, $D_4=508$ мм, $\mu_{1-3}=10$ и переменными - толщиной T_4 и магнитной проницаемостью μ_4 четвертой колонны. Регистрация изменения толщины четвертой колонны начинается на временах от 130 мс при $\mu_4=30$ и от 160 мс при $\mu_4=120$.

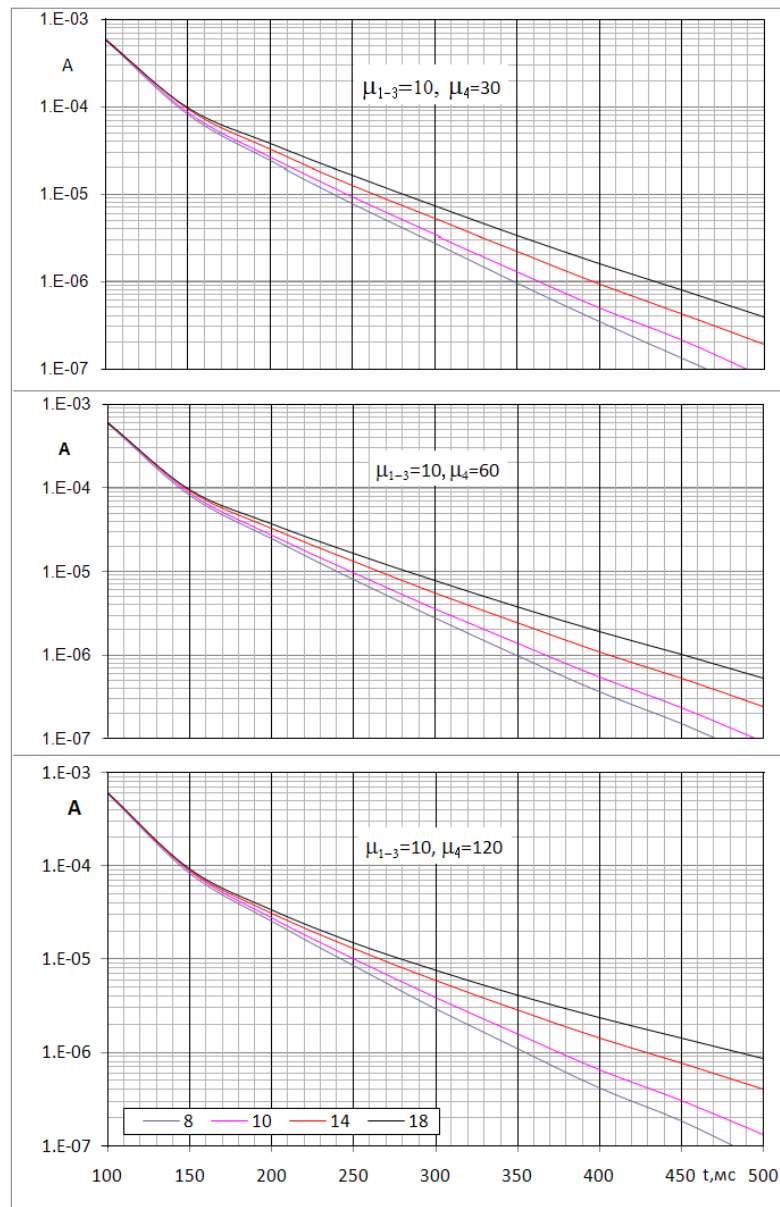


Рис.1. КС четырехколонной модели, $\mu_{1-3}=10$. Шифр кривых – T_4 .

Для оценки максимальной погрешности определения толщины стенки колонн в работе используется подход на основе анализа матрицы производных. Для краткости изложений рассмотрим только окончательные соотношения, связывающие погрешности определения толщин стенок колонн $\Delta\delta_i$ и погрешности измерений ΔE_j , где $i=1,2,\dots,N$, N - число колонн, $j=1,2,\dots,M$, M - число точек на кривой спада,

$$\Delta\delta = (\mathbf{A}^T \mathbf{A})^{-1} \mathbf{A}^T \Delta \mathbf{E},$$

\mathbf{A} - прямоугольная матрица чувствительности сигналов \mathbf{E} . Элемент матрицы \mathbf{A} определим как

$$A_{ij} = \frac{\partial E_j}{\partial \delta_i},$$

где E_j – КС вихревых токов на j -том времени;

δ – толщина стенки колонны.

КС вихревых токов, наведенных в трубах, зависит от T , μ , σ и диаметра D колонны. Диаметр колонны, марка стали, как правило, известны из паспортных данных скважины. Рассмотрим, как влияет временной интервал регистрации КС на погрешность определения

толщины. Для труб большого диаметра ($D_1=508$ мм, $D_2=610$ мм) толщиной стенок от 8 до 18 мм с магнитной проницаемостью μ от 10 до 60 отн.ед. и $\sigma=3 \cdot 10^7$ мСм/м максимальная погрешность составляет 5,18% при $\mu=60$, $T=18$ мм, $D=508$ мм и 6,54% при $\mu=60$, $T=18$ мм, $D=610$ мм. Интервал времени регистрации КС – 1-100 мс. Для двухколонной модели для труб большого диаметра ($D_1=324$ мм, $D_2=610$ мм) максимальная погрешность $\Delta\delta_2=31,98\%$ при $\mu_1=40$, $\mu_2=60$, $T_2=18$ мм. Если увеличить временной интервал измерений КС от 1 до 200 мс максимальная погрешность падает до 8,6%.

Максимальная погрешность определения толщины третьей колонны, если использовать интервал по времени 1-100 мс, составляет 52% для $\mu_{1,2}=40$, $\mu_3=60$, $T_3=18$ мм, с увеличением интервала времени до 300 мс погрешность падает до 8,6%.

Для четырехколонной модели – $D_1=114$ мм, $D_2=178$ мм, $D_3=324$ мм, $D_4=508$ мм, для временного интервала 1000 мс максимальная погрешность $\Delta T=21\%$ при $\mu_{1,2,3}=40$, $\mu_4=60$, $T_4=18$ мм, а минимальная при $\mu_{1,2,3}=10$, $\mu_4=10$, $T_4=18$ мм - $\Delta T=3.51\%$.

Для обеспечения надежных результатов толщинометрии многоколонных скважин необходимо провести:

- регистрацию эталонным прибором кривых спада в аттестованных опорных моделях, имитирующих одно-, двух-, трех-, четырех- и пятиколонные скважины;
- математическое моделирование кривых спада для комбинации труб согласно 1-ой, 2-ой, ..., 5-ой колонн с шагом по толщине для каждой колонны $\Delta\delta=0,5$ мм для μ - 10,20,30,40,50,80,150 при $\sigma=3 \cdot 10^6$ мСм/м и $\sigma=7 \cdot 10^6$ мСм/м;
- разработку алгоритма вычисления толщины и настройка математических моделей по опорным физическим моделям и создание базы данных;
- поверку каждого выпускаемого прибора на опорных моделях.

Для создания эталонных моделей используются аттестованные трубы диаметром от 73 мм до 600 мм. В настоящее время для создания базы данных и поверки приборов используются 68 моделей, которые включают одно-, двух-, трех-, четырех- и пятиколонные конструкции, имитирующие дефекты, трещины, потерю металла. Для каждой модели регистрируются кривые спада как функции глубины. При этом формируется по 180 опорных кривых спада для каждого зонда как функции изменения толщины для заданной модели.

Расчет кривых спада при создании базы данных (БД) проводится по алгоритму, приведенному в работах [2]. В базе данных хранится более 30000 кривых. Входом в БД для считывания кривых является схема скважины. В процессе скважинных исследований накапливается и формируется база знаний, которая включает измеренные на скважинах КС для различных моделей и интервалов с потерей металла, КС и кривые профилирования для подтвержденных дефектов и элементов конструкции, которая используется при последующей интерпретации скважинных данных МИД.

Алгоритм интерпретации включает следующие основные блоки:

1. Качественная оценка первичных записей.
2. Построение конструкции скважины по кривым спада и сопоставление с данными паспорта скважины.
3. Уточнение параметров колонн и конструкции на основе базы знаний. Увязка кривых спада по данным ГИС. Автоматическая отбивка муфт и первых трех колонн и ручная для четвертой и пятой колонн. Учет эксцентриситета колонн.
4. Расчет толщины стенки первых двух колонн на основе базы данных для трехколонной модели. Параметры третьей колонны постоянные, заданы по паспорту скважины. Расчет толщины третьей и четвертой колонн на основе базы данных для пятиколонной модели. Параметры пятой колонны заданы по паспорту скважины, параметры первых двух колонн по результатам расчета для трехколонной модели. Вычисление толщины пятой колонны на основе базы знаний. В качестве входных данных используются результаты расчета четырех колонн.
5. Определение дефектов с использованием базы знаний.

6. Комплексная интерпретация данных магнитоимпульсной толщинометрии и других каротажных методов изучения колонн.
7. Формирование таблиц, заключения, планшетов.
8. Дополнение базы знаний фактическими КС и образцами дефектов обработанных ранее скважин.

На рис.2 приведен пример исследования многоколонной скважины, которая включает: НКТ диаметром 4¹/₂" (1), обсадная первая колонна диаметром 7" (2), начинается с 2454ft, обсадная вторая колонна – 9³/₄" (3), обсадная третья колонна диаметром 13⁵/₈" (4), обсадная колонна диаметром 20" (5). Проведен расчет толщины (ТНК1, ТНК2, ТНК3, ТНК4) и потери металла (MLD) стенки четырех колонн. В приустьеевой зоне четвертой колонне обнаружено сквозное нарушение в трубах 20", 13⁵/₈" и сильную коррозию в 9³/₄". На рис. 3 приведены кривые спада среднего и глубинного зондов для номинальной толщины труб (1) и в интервале дефекта (2). Опорные кривые спада граничного значения начала переходного процесса в определенной трубе выбираются из базы знаний программного обеспечения. Отметим, что были извлечены трубы, и результаты исследований подтвердились.

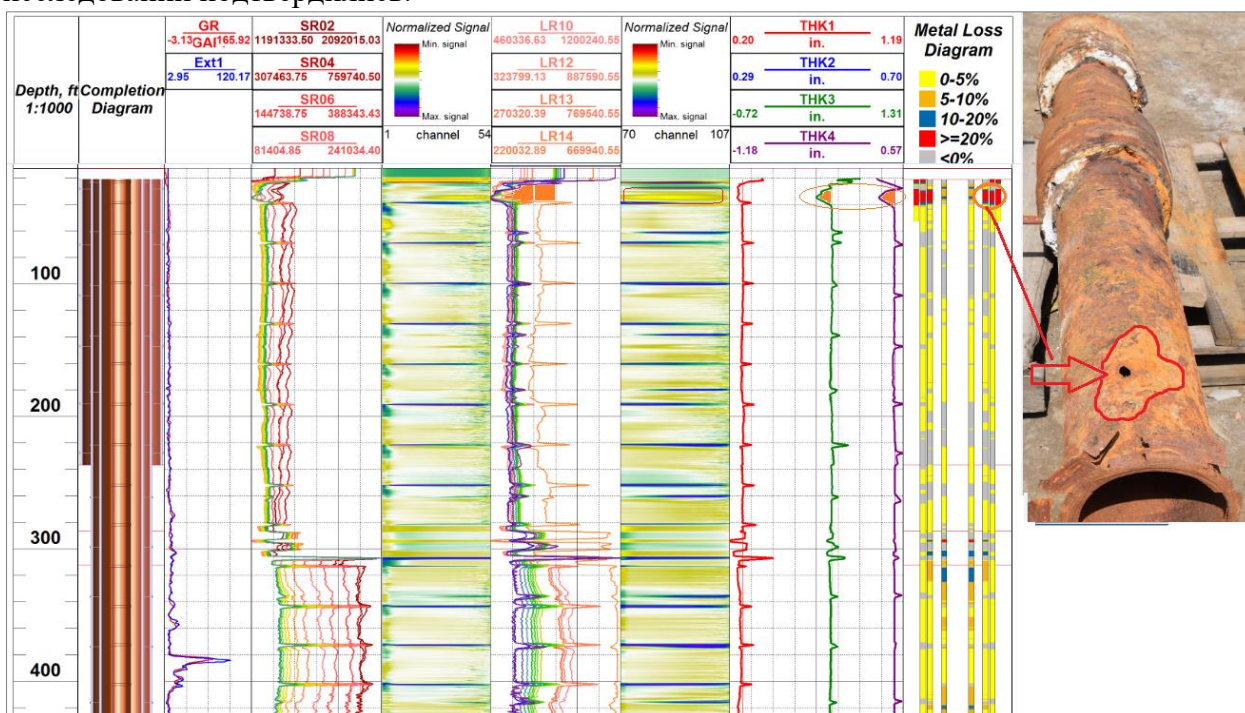


Рис.2. Пример определения толщины четырех колонн нарушения в приустьеевой зоне

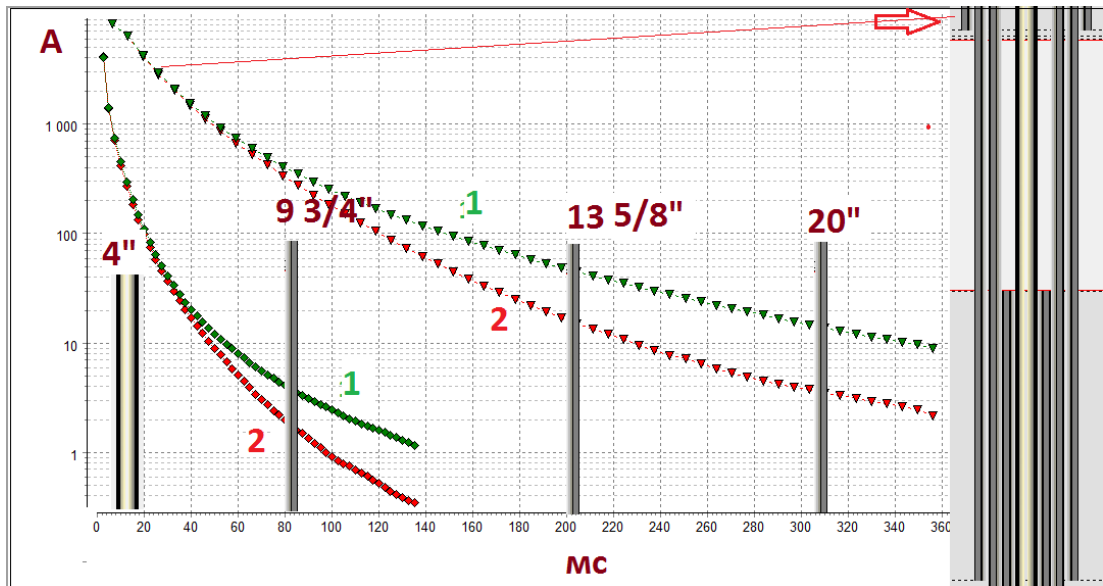


Рис.3. Кривые спада в приустьевой зоне.

1 - для номинальной толщины стенки, 2 - для интервала коррозии

На рис.4 приведены результаты интерпретации в пятиколонной скважине, которая включает: НКТ диаметром $2\frac{7}{8}$ " (1), обсадную первую колонну диаметром 4" (2), обсадную вторую колонну диаметром 7" (3), обсадную третью колонну диаметром $9\frac{3}{4}$ " (4), обсадную четвертую колонну диаметром $13\frac{5}{8}$ " (5). Получены расчеты толщины и потери металла пяти колонн. Определено сквозное нарушение в трубе $13\frac{5}{8}$ " (5) и сильная коррозия в $9\frac{3}{4}$ " (4), что подтверждается кривыми спада КС и граничными значениями времени ПП для каждой колонны из базы знаний.

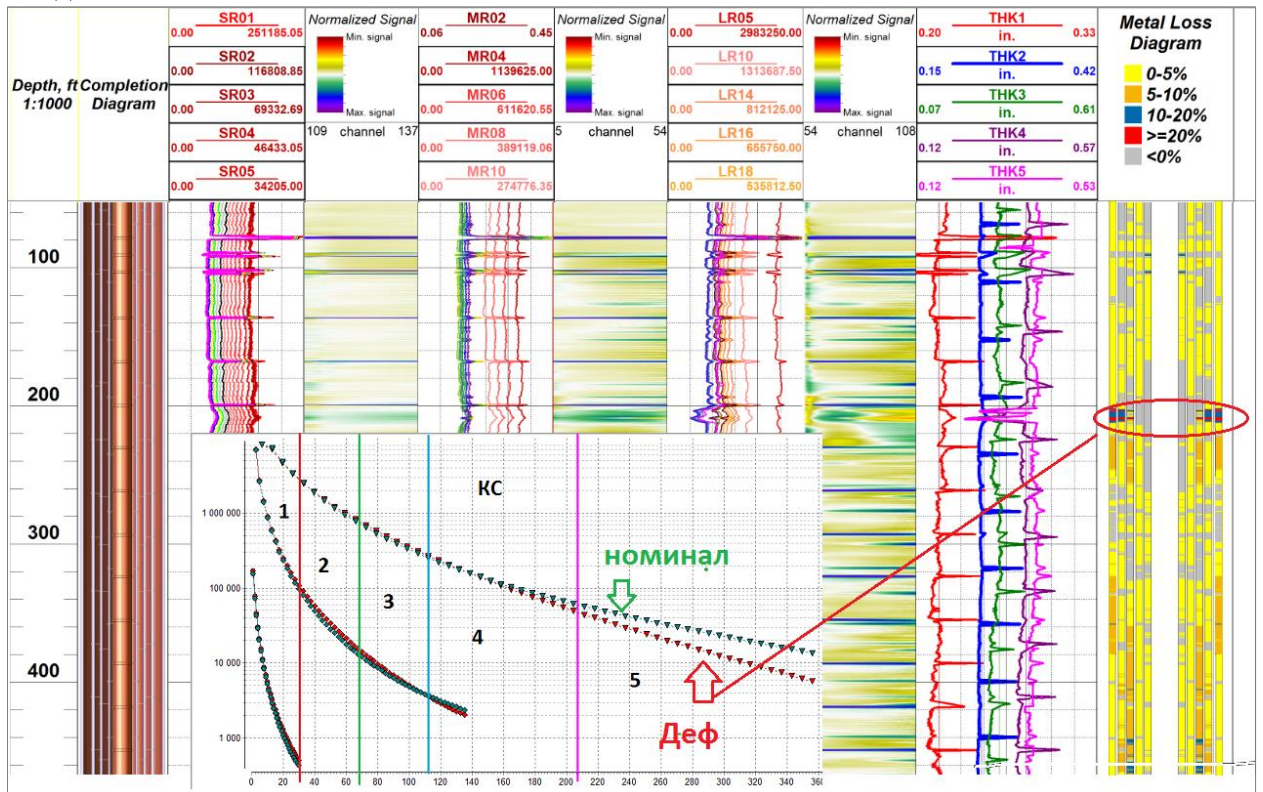


Рис. 4. Пример интерпретации в пятиколонной скважине

Приведенная технология использовалась при оценке технического состояния четырехколонных нефтегазовых скважин на Ближнем Востоке, Малайзии, Северной Америке, ПАО Газпром.

В настоящее время методом магнитоимпульсной дефектоскопии проведены исследования сотен скважин.

В настоящее время выпущено более 40 аппаратурно-методических комплексов МИД-4, исследовано более 300 скважин (в том числе: нефтяных эксплуатационных, разведочных, газовых, ПХГ, специального назначения, бурящихся на воду и другие полезные ископаемые).

Список литературы

1. Потапов А.П. Технология оценки технического состояния обсадных колонн магнитоимпульсными дефектоскопами. /А.П. Потапов, В.В. Даниленко, В.Н. Даниленко, **Г.И. Головацкая** //НТВ «Каротажник». -Тверь: АИС, 2016. –Вып.6 (264). –С.112-134.
2. Потапов А.П. Оценка дефектов и толщины труб большого диаметра в многоколонных скважинах методом магнитоимпульсной дефектоскопии / А.П. Потапов, **Г.И. Головацкая**, В.В. Даниленко, В.Н. Даниленко, Р.Р. Куйбышев // Газовая промышленность. –М., 2020. - № 2 (796). -С. 22–30.
3. Потапов А.П. Магнитоимпульсное радиальное зондирование и азимутальное сканирование обсадных труб и НКТ многоколонных скважин / А.П. Потапов, В.Н. Даниленко, В.В. Даниленко, **Г.И. Головацкая**, Р.Р. Куйбышев, А.А. Исаева, В. И. Шамшин. / Газовая промышленность. –М., 2022. –Спец. выпуск № 3. -С. 106-114.
4. Потапов А. П. Новая технология толщинометрии обсадных колонн в многоколонных скважинах на основе метода переходных процессов. [Текст] / А.П. Потапов, В.Н. Даниленко, В.В. Даниленко, **Г.И. Головацкая**, Р.Р. Куйбышев, В.И. Шамшин. // НТВ «Каротажник». - Тверь: Изд. АИС, 2021. - Вып.4 (310). - С.76-89.
5. Потапов А.П. Новая технология толщинометрии обсадных колонн в многоколонных скважинах на основе метода переходных процессов.[Текст] / А.П. Потапов, В.Н. Даниленко, В.В. Даниленко, **Г.И. Головацкая**, Р.Р. Куйбышев, В.И. Шамшин. // НТВ «Каротажник». - Тверь: Изд. АИС, 2021. - Вып.4 (310). - С.76-89. По итогам IV Международной научно-практической конференции «Технологии и аппаратура для геофизических исследований в скважинах при решении актуальных задач разведки и разработки нефти, газа, твердых полезных ископаемых» (Октябрьский, 13-16 октября 2021 г.).
6. Магнитоимпульсная технология и аппаратура для дефектоскопии обсадных колонн в газовых скважинах. / А.П. Потапов, С.А. Хан, В.Н. Даниленко, В.И. Шамшин, В.В. Даниленко, **Г.И. Головацкая**, Р.Р. Куйбышев. –М.: ПАО «Газпром», 2023. -150 с., -101 ил. ISBN 978-5-93105-499-5.

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

**ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ «ХАММЕР-ЭФФЕКТА» ПРИ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА В СОПРЯЖЕННОЙ МОДЕЛИ ТРЕЩИНЫ И СКВАЖИНЫ
NUMERICAL SIMULATION OF WATER HAMMER FROM HYDRAULIC FRACTURING WITH FRACTURE AND WELL COUPLED MODEL**

Байков В.А.¹, Жонин А.В.², Ильясов А.М.¹

¹ ООО «РН-БашНИПИнефть», ² ООО «АЛТИМ»

E-mail: baikov@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В работе предлагается численная модель скважины и трещины гидроразрыва пласта для исследования «хаммер-эффекта». Модель трещины рассматривается в рамках ПКН приближения (Перкинса – Керна – Нордгрена) и сопрягается с моделью скважины в точке перфорации. Метод контрольного объема используется для численного решения. Показано, что для профиля начальной ширины трещины ПКН выделяются две области в трещине: осциллирующая инерционная и неосциллирующая вязкостная части. Показано, что для выделения трещинного сигнала в общем сигнале давления манометр необходимо устанавливать как можно ближе к перфорации.

Постановка задачи для сопряженной модели трещины и скважины

Трещину и скважину рассматриваем как систему двух связанных распределенных одномерных осцилляторов.

Трубная динамика задается уравнениями непрерывности, сохранения количества движения и состояния для жидкости:

$$\begin{aligned} \beta \rho S p_t + (\rho S u)_x &= 0 \\ p_x &= -\rho g \cos \theta + \frac{\lambda \rho u^2}{d} + \rho u_t + \rho((1 + \beta_C)u^2)_x \\ \rho(p) &= \rho_0 \exp \beta(p - p_0) \end{aligned} \quad (1)$$

где x – пространственная координата (м), $p(x)$ – давление (Па), $u(x)$ – линейная скорость течения жидкости (м/с), β – сжимаемость жидкости (1/Па), ρ – плотность жидкости (кг/м³), S и d – площадь и диаметр проточного сечения трубы соответственно, g – ускорение свободного падения (м/с²), θ – угол отклонения скважины от вертикали (рад), $\lambda(\text{Re})$ – функция трения для трубы зависит от числа Рейнольдса, β_C – коэффициент Кориолиса для трубы, ρ_0 – плотность жидкости (кг/м³) при p_0 – референсном давлении (Па).

Распространение возмущений в трещине задается аналогичными уравнениями, с добавлением упругости стенок трещины и утечки жидкости в пласт в форме Картера и в целом соответствуют работам [1, 2]:

$$\begin{aligned} \rho \left(\beta w + \frac{1}{b} \right) p_t + (\rho w u)_x + \frac{2\rho C_L}{\sqrt{t_0}} &= 0 \\ p_x &= \frac{\lambda}{2w} \frac{\rho u^2}{2} + \rho u_t + \rho((1 + \beta_C)u^2)_x \end{aligned} \quad (2)$$

$$w(p) = \frac{1}{b}(p - \sigma)$$

где w – ширина трещины (м), $b = 4G/[\pi h(1 - \nu)]$ – жесткость трещины (Па), G – модуль сдвига (Па); ν – коэффициент Пуассона; C_L – коэффициент утечки, $t_0(x)$ – время продвижения фронта трещины (с) показывает в какой момент времени фронт трещины достигает координаты x , $\lambda(Re)$ – функция трения для трещины зависит от числа Рейнольдса, β_C – коэффициент Кориолиса для трещины, σ – давление смыкания трещины (Па).

Модель дополняется условиями сшивки трещины и скважины на перфорации, начальными условиями предварительного создания трещины и граничными условиями, соответствующими остановке насосов ГРП на устье.

Результаты расчетов

На первом этапе исследовались трещины, приближенные к трещинам с равным раскрытием. Технологически это возможно в случае закачки с экранированием кончика трещины. Анализ полученных сигналов давления включал выделение характерных частот колебаний в амплитудно-частотном спектре сигнала. Показано, что для устьевого сигнала давления преобладает основная трубная частота. Забойный сигнал давления показывает наличие частот трещины. В зависимости от соотношения частот и энергии сигналов трубы и трещины возможны различные варианты сигнала, в т.ч. биения. Характерные трубные частоты: $\sim 0.2 - 0.4$ Гц, характерные частоты полностью осциллирующей трещины $\sim 0.05 - 0.5$ Гц.

На втором этапе исследовались трещины с профилем, соответствующем модели ПКН. Ширина трещины сужается от перфорации к кончику по степенной зависимости. В данном случае колебания возможны только в около-перфорационной части трещины, где преобладают инерционные силы. В остальной части трещины преобладают вязкостные силы и колебания не происходят. Таким образом можно говорить о существовании границы осцилляционного режима по длине трещины. Характерные частоты осциллирующей части при этом $\sim 10 - 100$ Гц.

Выводы

Предложена сопряженная модель скважины и трещины для моделирования «хаммер-эффекта». Трещина в приближении ПКН состоит из осциллирующей инерционной части и неосциллирующей вязкостной частей. Колебания по всей длине трещины возможны для «широко» раскрытых трещин. Наибольшая энергетика сигнала трещины в общем сигнале давления наблюдается при установке манометра вблизи перфорации.

Литература

- [1] Ильясов А.М., Булгакова Г.Т. Квазиодномерная модель гиперболического типа гидроразрыва пласта // Вестник Самарского гос. техн. ун-та. Сер. Физ.-мат. науки. – 2016. – т. 20. – № 4. – с. 739–754. – DOI: 10.14498/vsgtu1522.
- [2] Байков В.А. К оценке геометрических параметров трещины гидроразрыва пласта / В.А. Байков, Г.Т. Булгакова, А.М. Ильясов, Д.В. Кашапов // Механика жидкости и газа. – 2018. – № 5. – с. 64-75. – DOI: 1031857/S05682810001790-0.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ ПОИСКОВ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ НИЖНЕГО КАРБОНА КИЗЕЛОВСКОГО БАССЕЙНА

О.Л. Сальникова

ПАО «Пермнефтегеофизика», Salnikovaol@rusgeology.ru

И.А. Черных

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Irina.Chernykh@lp.lukoil.com

А.В. Шумилов

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
shum5011@gmail.com*

Аннотация: В статье рассматриваются методы геофизических исследований в скважинах (ГИС), которые используются при поисках, разведке и добыче метана угольных пластов, приведены примеры результатов ГИС в южной части угольного бассейна Циньшуй (КНР), рассмотрены методы анализа образцов керна для определения различных параметров угля. **Ключевые слова:** геофизические исследования в скважинах, метан угольных пластов, Кизеловский угольный бассейн, газосодержание, пористость, проницаемость, угольный бассейн Циньшуй.

На территории современного Кизеловского угольного бассейна (КУБ) в 1783 г. были обнаружены два мощных угольных пласта, а в 1796 г. на берегу Кизеловского пруда была заложена первая угольная шахта «Запрудная».

За год до начала Великой Отечественной войны Урал занимал третье место в СССР по добыче угля (после Донецкого и Кузнецкого бассейнов). При этом КУБ добывал 38% уральского угля. Пик добычи угля пришелся на 1959 г. (более 12 млн т.). Но вскоре строительство новых шахт прекратилось, геологоразведочная деятельность сократилась, последняя действующая шахта закрылась в 2000 г. Оставшиеся запасы угля были отнесены к государственным резервам и составили 222,6 млн т.

Добыча угля подземным способом на протяжении многих лет привела к множеству экологических проблем. Так, например, в горных выработках природные воды контактировали с горными породами, насыщенными сульфидной серой, что привело к преобразованию в кислые (рН 2-3) сульфатные воды с высоким содержанием микроэлементов, которые, в свою очередь, оказывали негативное влияние на водную экосистему. В течение последних лет создавались десятки проектов с целью очищения шахтных вод, но ни один из них не был реализован [5].

В настоящее время во всем мире угольные пласты стремятся использовать для добычи метана, что является более экологичным способом получения углеводородного сырья в отличие от шахтной добычи угля, при которой неконтролируемое выделение содержащегося в нем метана подвергает опасности жизни работающих под землей людей. Необходимо учитывать и то обстоятельство, что метан как при шахтном, так и карьерном способах добычи представляет собой глобальную экологическую вредность: кроме высокой степени участия в парниковом эффекте он способствует разрушению озонового слоя, реагируя в стратосфере с гидроксильными радикалами, которые являются основными компонентами, дезактивирующими многие соединения, в том числе фторхлоруглероды, разрушающие озоновый слой. [Извлечение метана из угольных пластов].

Лидирующее положение в области распределения ресурсов метана угольных пластов, как нетрадиционного и практически неисчерпаемого энергетического сырья, в мире занимают Россия (51 – 52 трлн м³), Китай (30 – 37 трлн м³), США (19 – 22 трлн м³), Канада (10 – 12 трлн м³), Австралия (8 – 14 трлн м³) и Индонезия (10 – 11 трлн м³) [2, 10]. Запасы и

высокое качество метана угольных пластов (МУП) определяют его потенциальную привлекательность, как самостоятельного полезного ископаемого, ставя перед исследователями проблему его эффективного поиска, разведки и добычи.

Таким образом, необходимо решить три взаимосвязанных проблемы угольного метана: безопасности, экологическую и энергетическую. Очевидным объектом их решения в Пермском регионе становятся каменноугольные отложения Кизеловского угольного бассейна.

I. Геологические предпосылки поиска МУП в КУБе

Авторами изучается только та часть отложений, которая известна как угленосная формация западного склона Среднего Урала, относящаяся к визейскому ярусу нижнего карбона, достигающая максимальной мощности в восточной части Кизеловского прогиба (до 270 м) и в целом характеризующаяся пёстрым, невыдержанным литологическим составом, резкими сменами фаций, большой изменчивостью толщины и бедностью фаунистических остатков.

В отложениях КУБа состав спорово-пыльцевых комплексов отчетливо различается для разновозрастных пластов каменного угля. В раннекаменноугольном периоде были выделены два этапа, второй из которых (кизеловское и ранне-средневизейское время) делится на четыре фазы, каждая из которых имеет своеобразные комплексы спор. Первая фаза соответствует кизеловскому времени, в течение которого появился значительно отличающийся комплекс спор. Вторая, третья и четвертая фазы соответствуют периоду образования визейской угленосной формации. На основании выделенных этапов развития растительности и в соответствии с единой стратиграфической схемой карбона Русской платформы угленосная формация западного склона Среднего Урала и Приуралья подразделяются на нижневизейский и средневизейский подъярусы. Первый соответствует малиновскому надгоризонту в пределах радаевского горизонта, а второй – яснополянскому надгоризонту с бобриковским и тульским горизонтами. Елховский горизонт является фациальным аналогом той или иной части кизеловского горизонта турнейского яруса. Основанием для этого является наличие кизеловской фауны между слоями известняков, которая прослеживается на всех этапах ее развития [1].

Каменноугольные пласты Кизеловского бассейна сформированы в относительно сопоставимое время с подобными пластами угольного бассейна Циньшуй (КНР), для чего была изучена геологическая характеристика и применяемый комплекс ГИС для поисков МУП на его территории.

Угленосная часть разреза бассейна Циньшуй имеет возраст от каменноугольного до пермского, перекрывается ордовикской корой выветривания, мезозойскими и кайнозойскими породами. Основные эксплуатационные пласты сосредоточены в позднекаменноугольных (*C_{3t}*) формациях Тайюань и раннепермских (*P_{1S}*) формациях Шаньси [6].

II. Стандартный комплекс ГИС при поиске и разведке МУП

Для России в целом и для Пермского региона в частности большой интерес представляет опыт поисков, разведки и добычи МУП в Китае, который интенсивно накапливался в течение последних 25 лет.

В южной части угольного бассейна Циньшуй для того, чтобы оценить резервуары МУП используют комплекс каротажа, который включает в себя, такие методы как: акустический каротаж (*AC*), плотностной каротаж (*DEN*), гамма-каротаж (*GR*), компенсационный нейтронный каротаж (*CNL*), каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (*SP*), боковой каротаж (*R*).

Методы *DEN*, *GR*, *CNL*, *AC*, *R* применяются для идентификации резервуаров МУП. Боковой каротаж используется также для сравнения изменений литологии скважин. [7].

В Пермском крае комплекс ГИС, применяемый для поисков и разведки нефтяных месторождений, схож с каротажным комплексом в угольном бассейне Циньшуй. Обязательной частью программы поисково-разведочных работ является проведение следующего комплекса ГИС в открытом стволе: боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), акустический каротаж (АК), гамма-каротаж (ГК), гамма-гамма каротаж, включая лито-плотностную модификацию (ГГК, ГГК-ЛП), каротаж измерения диаметра ствола (ДС), нейтронный каротаж, включая нейтрон-нейтронную модификацию (НК, ННК) [2, 3].

Дополнительными методами идентификации угольных пропластков и определения интервалов развития трещиноватости могут быть использованы так называемые микрометоды: электрический микросканер (ЭМС, МСИ) и/или акустический сканер (САС). Микрометоды, благодаря своей высокой разрешающей способности, могут выявить незначительные по мощности (до 10 см) угольные прослои.

Уголь характеризуется более низкой плотностью, поэтому основную роль в определении таких интервалов играет плотностной каротаж. Значение фотоэффекта (P_e) также имеет низкие значения. По данным ННК интервалы обладают высокими показаниями водородосодержания и высокими значениями продольной волны (DTP) по данным АК. Значения удельного электрического сопротивления (УЭС) по данным БК зависят от степени метаморфизма угля и варьируют в широком диапазоне. Так на рисунке 1 представлен интервал бобриковских отложений одной из скважин Касибского месторождения, который представлен аргиллитами, алевролитами, песчаниками и довольно мощными прослоями угля. Последние выделены на рисунке реперами желтого цвета. Значения плотности в этих интервалах составляют 1.3-1.5 г/см³ и отчетливо выделяются на фоне глин и песчаников с плотностью 2.3- 2.5 г/см³. Значение DTP имеет высокие значения – 370-420 мкс/м.

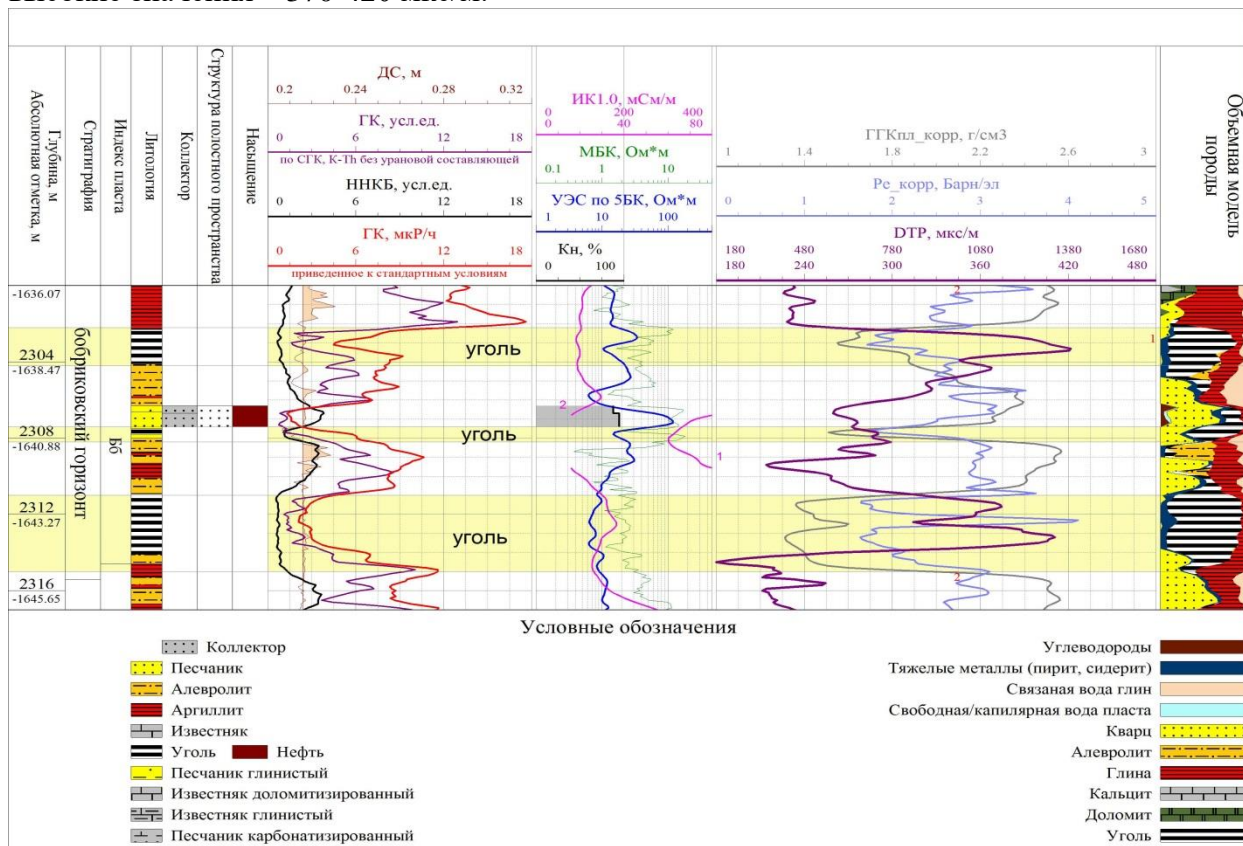


Рис.1.Выделение угольных пластов по данным ГИС в скважине Касибского месторождения

А значения УЭС в верхнем интервале намного выше, чем в подошвенной части пласта, что говорит об изменении условий формирования угольных пластов в бобриковский период. Вероятно, интерес с точки зрения разработки нетрадиционных запасов метана вызывает лишь кровельная часть пласта в интервале 2302-2303м.

III. Радиоактивные методы ГИС при разведке и добыче МУП

Сложности разведки метана угольных пластов в некоторых аспектах отличаются от тех, которые встречаются при поиске углеводородов в обычных коллекторах, поскольку угольные месторождения уже известны и требуют лишь проведения дополнительных разведочных работ для выявления площади и газонасыщенности месторождения [2].

Задачи геофизических исследований в скважинах значительно отличаются от традиционных в связи с тем, что физические свойства угля и песчаных или карбонатных углеводородных коллекторов на месторождениях угольного газа существенно разнятся. Поскольку уголь характеризуется гораздо меньшей плотностью, чем песчаник, диаграммы плотностного гамма-гамма-каротажа играют важную роль в комплексе ГИС для идентификации угольных пластов и определения их плотности, зольности, напрямую связанной с плотностью, и газонасыщенности. [4].

Для изучения угольных пластов применяется импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический (ИНГКС), который позволяет определить содержание угля, количество органического углерода [8]. Аппаратура (АИНК-ПЛ), которая выполняет этот метод дает возможность записывать и изучать энергетические спектры гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов (ГИРЗ) и гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) быстрых нейтронов. После соответствующей обработки записанных спектров можно оценить весовое содержание химических элементов. Так, по спектрам ГИНР можно оценить весовое содержание углерода и кислорода [9].

IV. Определение параметров МУП на основе каротажных данных на образцах угля

Каротажные данные дают недостаточную информацию для детального исследования угольных пластов. Однако на основе их на образцах керна для оценки качества угля в южной части бассейна Циньшуй применялся экспресс-анализ.

Экспресс-анализ включает в себя определение влажности (M_{ad} – количество воды, адсорбирующееся и накопившееся в капиллярных трубках между частицами угля при сухом состоянии воздушной массы, %), зольности (A_{ad} – остаток после сжигания всех горючих материалов, %), содержания летучих веществ (V_{daf} – процентная разница снижения массы угля после нагрева и охлаждения при изоляции от воздуха под воздействием высокой температуры, когда образец угля был изначально насыщен водой, %), содержание связанного углерода (FC_{ad} – общий процент содержания угля без предыдущих компонентов, %).

В южной части бассейна Циньшуй были выбраны для исследования метаносодержащие угольные пласты №3 и №15, по которым известны данные геофизических исследований скважин и проводился экспресс-анализ.

Далее в таблице 1 приведены обобщенные данные каротажа параметров угольных пластов № 3 и 15 в южной части бассейна Циньшуй.

Таблица 1

Статистика каротажных значений угольных пластов № 3 и 15 в южной части бассейна
Циньшуй (КНР)

Угольный пласт	Значение	Объём данных	АС (мксек/м)	CNL (%)	DEN (г/см ³)	GR API	R _D (Ом м)	R _S (Ом м)	CAL (см)
№ 3	Мин.	639	310,15	34,01	1,13	16	70	71	21,75
	Макс.		557,37	66,36	1,69	158	27959	28006	27,22
	Сред.		417,90	43,80	1,36	56	6068	5514	24,74
№ 15	Мин.	378	285,17	30,67	1,22	28	39	49	22,16
	Макс.		462,46	75,68	1,87	267	2868	3844	25,99
	Сред.		408,16	44,54	1,44	80	720	739	24,00

Компоненты экспресс-анализа получают при создании регрессионных моделей. Регрессионный анализ осуществляется по результатам исследованных проб угля и определенным статистическим зависимостям между измерениями образцов угля.

Компоненты экспресс-анализа, полученные в результате регрессионного анализа, и результаты измерений проб угля представлены в таблице 2. FC_{ad} - самый высокий (более 68%), далее следует A_{ad} (12-18%) и V_{ad} (10-20%), а M_{ad} - самый низкий (<1,0%). FC_{ad} угольного пласта № 3 больше, чем в угольном пласте № 15, а V_{ad} угольного пласта №3 угольный немного меньше, чем в угольном пласте №15. Результат соответствует параметрам антрацита, а абсолютные погрешности между рассчитанными M_{ad} , A_{ad} , V_{ad} и FC_{ad} и измерениями образцов угля в этих пластах менее 0,41%, 9,47%, 3,61% и 9,41%, соответственно.

Таблица 2

Измеренные и расчётные компоненты экспресс-анализа проб угля в угольных пластах №3 и №15 южной части бассейна Циньшуй, Китай

№ образца	№ угольного пласта	Измеренные компоненты экспресс-анализа				Расчётные компоненты экспресс-анализа				Абсолютная погрешность			
		M_{ad} (%)	A_{ad} (%)	V_{ad} (%)	FC_{ad} (%)	M_{ad} (%)	A_{ad} (%)	V_{ad} (%)	FC_{ad} (%)	M_{ad} (%)	A_{ad} (%)	V_{ad} (%)	FC_{ad} (%)
1		1,02	12,04	11,41	75,53	0,85	15,45	13,64	70,07	0,17	3,41	2,23	5,46
2		0,93	18,48	14,72	65,87	0,85	15,26	13,59	70,30	0,08	3,22	1,13	4,43
3	3	1,02	20,44	16,13	62,41	0,85	14,89	13,48	70,78	0,17	5,55	2,65	8,37
4		0,70	16,89	12,38	70,03	0,72	17,04	13,70	68,54	0,02	0,15	1,32	1,49
5		0,62	14,35	17,74	67,29	0,71	14,30	14,13	70,87	0,09	0,05	3,61	3,58
6		0,80	12,76	12,09	74,35	0,70	12,81	14,36	72,13	0,10	0,05	2,27	2,22
7		0,44	12,10	10,08	77,38	0,85	15,43	13,63	70,09	0,41	3,33	3,55	7,29
8	15	0,60	23,56	13,46	62,38	0,85	14,09	13,27	71,79	0,25	9,47	0,19	9,41
9		0,81	18,63	12,50	68,06	0,75	16,77	10,96	71,51	0,06	1,86	1,54	3,45
10		1,11	13,32	10,67	74,90	0,75	17,39	11,16	70,71	0,36	4,07	0,49	4,19

Кроме того, для нахождения количества газа из данных каротажа применялось уравнение Ленгмюра, так как в изучаемом районе в угольных пластах газ является адсорбированным.

Результаты сравнения газосодержания, рассчитанного по ранговому уравнению Ленгмюра, и результатов измерений проб угля представлены в таблице 3. Из-за большей глубины залегания и более высокого метаморфизма в угольном пласте № 15

газосодержание угольного пласта № 15 выше, чем у угольного пласта № 3. Абсолютные погрешности газосодержания, полученные по двум методам, меньше $4,05 \text{ см}^3/\text{г}$. Точность прогнозирования высокая и результаты надёжные.

В таблице 3: V_{gas} является измеренным газосодержанием проб угля, $\text{см}^3/\text{г}$; V_{gas}^* представляет расчётное газосодержание, $\text{см}^3/\text{г}$; ε обозначает абсолютную погрешность газосодержания между двумя методами, $\text{см}^3/\text{г}$.

Для вычисления общей пористости применяется переменная матричная плотность, которая используется для предположения пористости и проницаемости. По данным из каротажа DEN оценивается переменная матричная плотность.

Таблица 3

Измеренное и расчётное газосодержание проб угля в угольных пластах №3 и №15 южной части бассейна Циньшуй, Китай

Образец	Угольный пласт	Глубина (м)	V_{gas} ($\text{см}^3/\text{г}$)	V_{gas}^* ($\text{см}^3/\text{г}$)	ε ($\text{см}^3/\text{г}$)
1		X84.40	9,55	10,84	1,29
2		X86.10	9,40	9,81	0,41
3	№ 3	X87.70	8,37	8,81	0,44
4		X96.80	6,63	6,40	0,23
5		X97.90	7,36	7,29	0,07
6		X98.70	9,26	9,36	0,10
9	№ 15	Y84.70	14,89	14,57	0,32
10		Y85.70	20,42	16,37	4,05

Измеренные значения общей пористости, расчетные значения общей пористости, расчетные значения трещинной пористости и расчетные значения трещинной проницаемости образцов угля приведены в таблице 4. Рассчитанная общая пористость близка к 5,5%. Абсолютная погрешность между рассчитанной общей пористостью и результатами анализа образцов угля составляет менее 0,84%. Ширина трещин составляет менее 10 мкм, а пористость трещин в целом менее 2%. Результаты также подтверждают, что трещины несильно развиты в целевой зоне. Поскольку для образцов угля нет измеренных значений пористости трещин, сравнение расчетных значений с описаниями образцов угля показывает, что они согласуются: расчетные значения пористости трещин в угольных пластах № 3 и № 15 в основном находятся в диапазоне 0,001-10 мД.

Таблица 4

Измеренные и расчётные значения пористости и проницаемости проб угля в угольных пластах №3 и №15 южной части бассейна Циньшуй, Китай.

Проба	Угольный пласт	w (мкм)	φ_D (%)	φ_{D^*} (%)	ε (%)	φ_f (%)	K_f (мД)
1		0,04	5,06	5,03	0,03	0,47	0,051
2		0,05	5,63	5,03	0,60	0,50	0,099
3		0,01	5,59	5,04	0,55	0,62	0,002
4	№ 3	0,04	5,13	5,03	0,10	0,28	0,031
5		0,07	5,81	5,00	0,81	0,44	0,179
6		0,07	5,88	5,04	0,84	1,36	0,517
7		0,21	5,00	5,05	0,05	1,45	0,597
8		0,37	5,52	5,38	0,14	1,54	1,746
9		0,50	5,92	5,26	0,66	1,08	2,266
10	№ 15	0,28	5,00	5,24	0,24	2,16	1,419
11		0,86	5,23	5,35	0,12	1,50	9,218
12		0,31	5,30	5,30	0,00	2,01	1,574

В таблице 4: w – ширина трещин, мкм; φ_D представляет измеренную общую пористость проб угля, %; φ_{D^*} – расчётная общая пористость, %; ε обозначает абсолютную погрешность общей пористости между двумя методами, %; φ_f представляет расчётную трещинную пористость, %; а K_f обозначает расчётную трещинную проницаемость, мД.

Также по данным бокового каротажа и метода $F-S$ оценивается трещинная пористость и проницаемость. Благодаря этому методу можно рассчитать ширину трещин и глубину трещин [7].

Выводы

1. Применение комплекса геофизических исследований в скважинах в условиях угольного бассейна Циньшуй (КНР) при поисках и разведке метана угольных пластов позволяет расчленивать разрез скважин, определить литологию, глубину залегания, толщину угольных пластов.

2. Дополнительные исследования и анализ образцов угля на основе каротажных данных позволяет определить различные физические и механические свойства угля.

3. Хорошая изученность эксплуатируемых угольных месторождений и угольных пластов, попутно вскрываемых бурением на нефть и газ на прилегающих территориях, позволяет добывать метан угольных пластов, более экологически и экономически выгодным способом.

4. Опыт работы в условиях угольного бассейна Циньшуй (КНР) позволяет сделать вывод о том, что стандартный комплекс геофизических исследований в скважинах с добавлением в него современных радиоактивных методов и использование результатов анализа проб угля, а также схожее геологическое строение двух месторождений даёт основание для его применения в условиях Кизеловского угольного бассейна при поисках и разведке метана.

Библиографический список

1. Пахомов В.И., Пахомов И.В. Визейская угленосная формация западного склона Среднего Урала и Приуралья. (Пермский политехнический институт) // М.: Недра, 1980. 152 с.
2. Шумилов А.В., Геник И.В., Нигматуллин Д.Ф., Сюели Хоу. Геофизические исследования скважин при разведке и добыче метана угольных пластов // НТВ «Каротажник». Тверь, Изд. АИС, 2015. Вып. 10 (256). С. 32-43.

3. *Костицын В.И., Хмелевской В.К.* Геофизика: учебник // Перм. гос. нац. исслед. ун-т. 2018. 428 с.
4. *Шумилов В.А., С.М. Аксельрод, Шумилов А.В.* Геофизические исследования скважин при разведке и добыче метана угольных пластов: монография // Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – 2-е изд. доп. – Пермь, 2015. 148 с.
5. *Максимович Н.Г., Пьянков С.В.* Кизеловский угольный бассейн: экологические проблемы и пути решения: монография // Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь. 2018. 288 с.
6. *Лу Яньцзюнь, Хань Цзиньсюань, Шелепов В.В, Макарова Е.Ю., Ли Кай, Чу Цзюнь.* Методы добычи метана из угольных пластов бассейна Циньшуй (КНР) // Вестн. Моск. Ун-та. Сер.4. Геология. 2018. №6. С. 102-108.
7. *Хоу Цзе, Цзоу Чанчунь, Ян Юйцин, Чжан Гохуа, Шумилов А.В.* Оценка резервуаров метана угольных пластов по каротажным диаграммам: пример применения в южной части бассейна Циньшуй, Китай (часть I) // М., «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». Изд. «ВНИИОЭНГ». № 11. 2016. С. 43-50.
Хоу Цзе, Цзоу Чанчунь, Ян Юйцин, Чжан Гохуа, Шумилов А.В. Оценка резервуаров метана угольных пластов по каротажным диаграммам: пример применения в южной части бассейна Циньшуй, Китай (часть II) // М., «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». Изд. «ВНИИОЭНГ». № 12. 2016. С. 40-45.
8. *Махмутов И.Р., Ракаев И.М., Поляков А.А., Басыров М.А., Зырянова И.А., Хасанов И.Ш., Гадельшин Э.В., Зверев В.И., Хомяков А.С.* Опыт применения инновационного аппаратурно – методического комплекса АИНК-ПЛ в петрофизическом моделировании в периметре ПАО «Роснефть» // М., «Нефтяное хозяйство», № 2, 2023. Геология и геологоразведочные работы. С. 66-71.
9. *Басыров М.А., Митрофанов Д.А., Махмутов И.Р., Прохошин А.С., Копылов С.И., Хомяков А.С., Зверев В.И., Юрков Д.И.* Развитие методики получения массовых долей химических элементов по результатам проведения геофизических исследований прибором АИНК-ПЛ // НТВ «Каротажник». Тверь, Изд. АИС, 2021. Вып. 8 (314). С.121-130.
10. *Стрельченко В.В., Степин Ю.П.* Метан угольных пластов: монография // М., Изд. Центр РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2018. – 320 с.: ил.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ В СИСТЕМЕ «ПРАЙМ»

Ремеев И.С., Баязитов С.Р.,
ООО НПЦ «ГеоТЭК», г. Уфа, Россия

Технологии геофизических исследований скважин непрерывно развиваются. Совершенствование технологий неизбежно затрагивает программное обеспечение для анализа и обработки данных. Данный доклад посвящен последним разработкам НПЦ ГеоТЭК, позволяющим упростить и автоматизировать процесс интерпретации данных ГИС.

Версия Прайм для ОС Linux

В 2022 году в ООО НПЦ «ГеоТЭК» начались работы по созданию версии системы «Прайм», работающей под операционной системой Astra Linux Special Edition 1.7 и базы данных на платформе PostgreSQL.

Первый вариант такой версии уже существует и находится в активном тестировании и доработке. Запуск версии в производственном режиме запланирован на третий квартал 2023 года. Возможна адаптация ПО «Прайм» под другие ОС на базе Linux (по договорённости). Сервер базы данных сертифицирован под Astra Linux Special Edition 1.7.

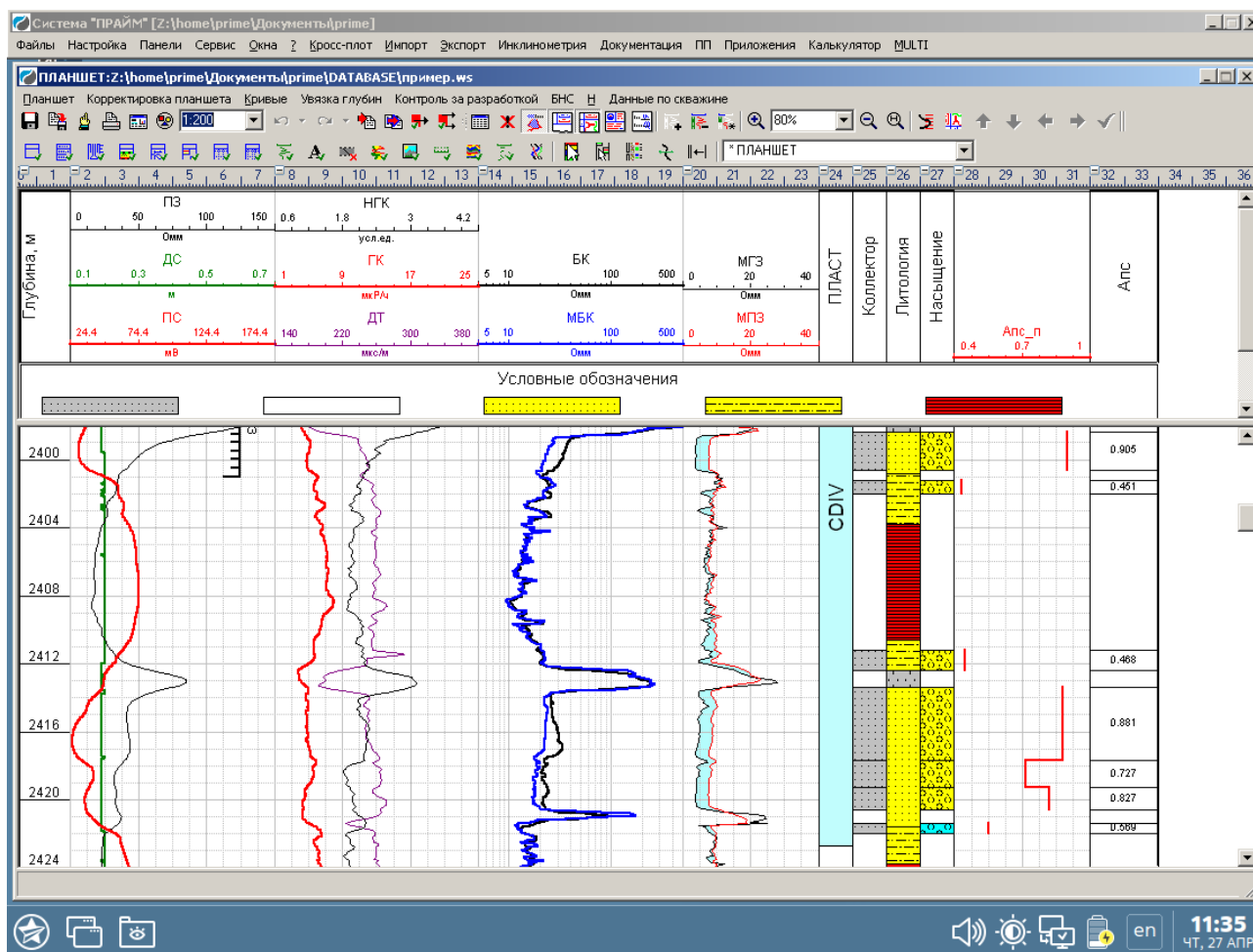


Рисунок 1. ПК "Прайм" запущен на операционной системе Astra Linux SE 1.7
Автоматизация увязки данных ПГИ

Перед обработкой любого каротажного материала необходимо его правильно увязать по глубине к разрезу. Как правило увязку выполняет интерпретатор, визуально выделяя на кривых характерные репера и сдвигая их вверх или вниз по глубине. В зависимости от качества и количества материала, характера разреза и навыков интерпретатора процесс увязки может занимать значительную часть времени отведенного на обработку данных ГИС.

В нашей компании разработан модуль для автоматизации увязки однотипных каротажных кривых. Возможности текущей версии модуля автоувязки:

- Автоматизация увязки однотипных каротажных кривых;
- Автоматизированная пакетная увязка по опорным реперам для замеров данных ПГИ по ГК и локатору муфт «одной кнопкой»;
- Контроль качества увязки;
- Новый облегченный планшет для контроля и визуализации увязки.

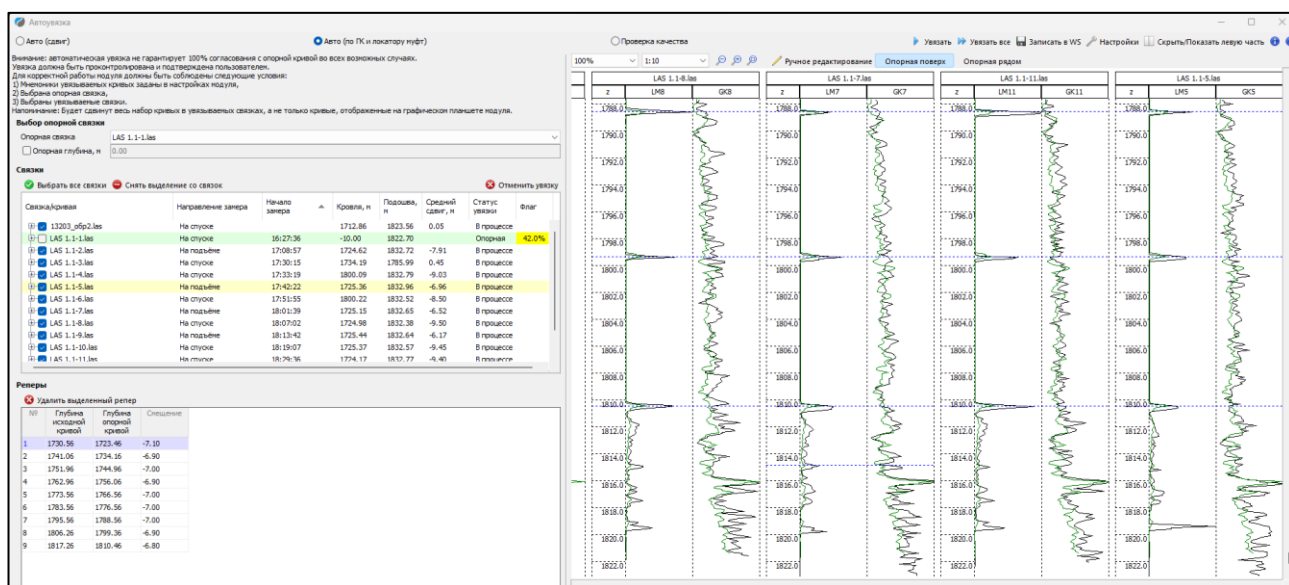


Рисунок 2. Модуль автоувязки каротажных кривых.

В модуле реализованы два типа автоувязки:

- Авто (сдвиг) – автоматическая увязка выполняется при помощи линейного сдвига по глубине. Для увязки используется один метод, как правило гамма-каротаж.
- Авто (по ГК и локатору муфт) – автоматическая увязка выполняется при помощи сжатия/растяжения интервалов кривой по глубине. Для увязки используются два метода – гамма-каротаж и локатор муфт.

Также реализован функционал для ручной увязки и контроля качества увязки.

Цифровой Помощник Интерпретатора

Цифровой Помощник Интерпретатора – это обучаемая система автоматизированной интерпретации данных ГИС. ЦПИ предназначен для автоматизации рутинных задач интерпретатора. Преимущества использования технологии ЦПИ:

- Ускорение выдачи заключений;
- Оптимизация штата;
- Повышение качества интерпретации;
- Достижение единообразия обработки;
- Сохранение компетенций внутри компании.

Отличия ЦПИ от обычных систем искусственного интеллекта:

- Обучение выполняется без отрыва от производства;
- Читаемые сценарии обработки данных ГИС;
- Возможность моментального опробования новых сценариев. В том числе на уже обработанном материале.

На платформе ЦПИ уже автоматизированы следующие задачи:

- Определение границ стратиграфии;
- Определение глубины забоя скважины;
- Определение глубины уровня жидкости;
- Определение глубины водонефтяного раздела.

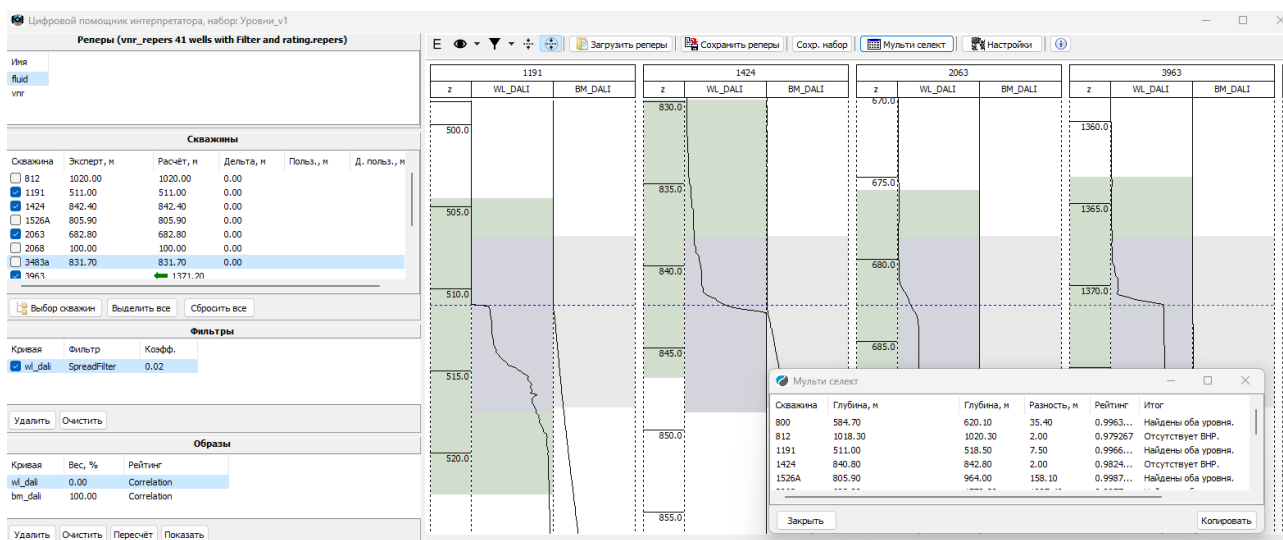


Рисунок 3. Цифровой помощник интерпретатора

Модуль автоматической оцифровки каротажных диаграмм

Ведется активная разработка модуля для автоматической оцифровки каротажных диаграмм. Поддерживаются изображения каротажей в форматах PNG, BMP, JPG. В модуле реализован автоматический алгоритм отслеживания каротажных кривых и соответствующих им шкал значений и глубины. Для особо сложных случаев есть возможность ручного прослеживания диаграмм. После завершения оцифровки каротажные кривые выгружаются в LAS-файл.

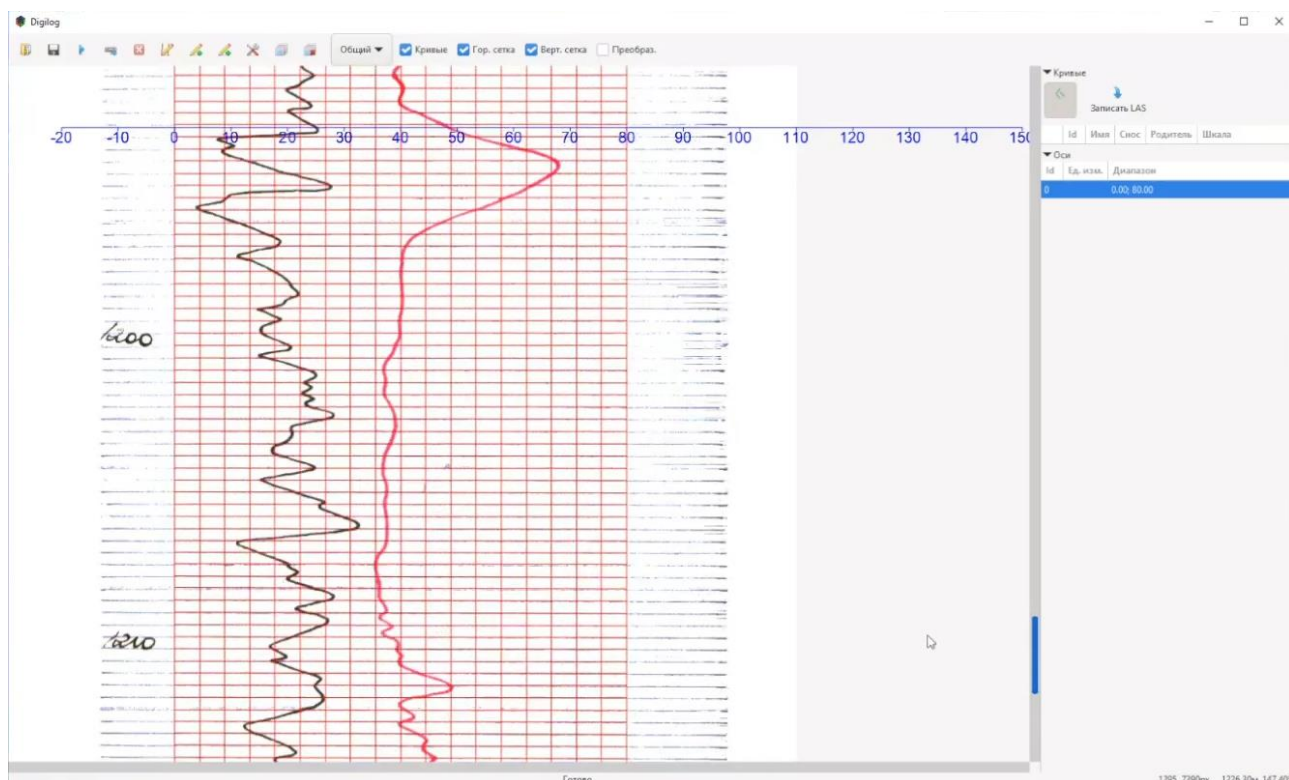


Рисунок 4. Модуль автоматической оцифровки каротажных диаграмм

Новый Динамический планшет

Динамический планшет – это независимый от ядра системы «Прайм» модуль, предназначенный для оперативного визуального анализа набора данных одной скважины по выбранной пользователем задаче. Модуль позволяет оперативно визуализировать различную информацию по скважине для принятия решений по дальнейшим действиям, а также наглядно оценить эффективность проведенных ремонтных работ сравнив результаты ГИС «до» и «после».

Модуль позволяет по подготовленным шаблонам и спискам задач загружать на графический планшет наборы данных по скважинам используя как базу данных Прайм, так и корпоративные базы. Наборы данных могут включать в себя: конструкцию, стратиграфию, литологию и насыщение скважины, результаты обработки и заключения ГИС от разных дат.

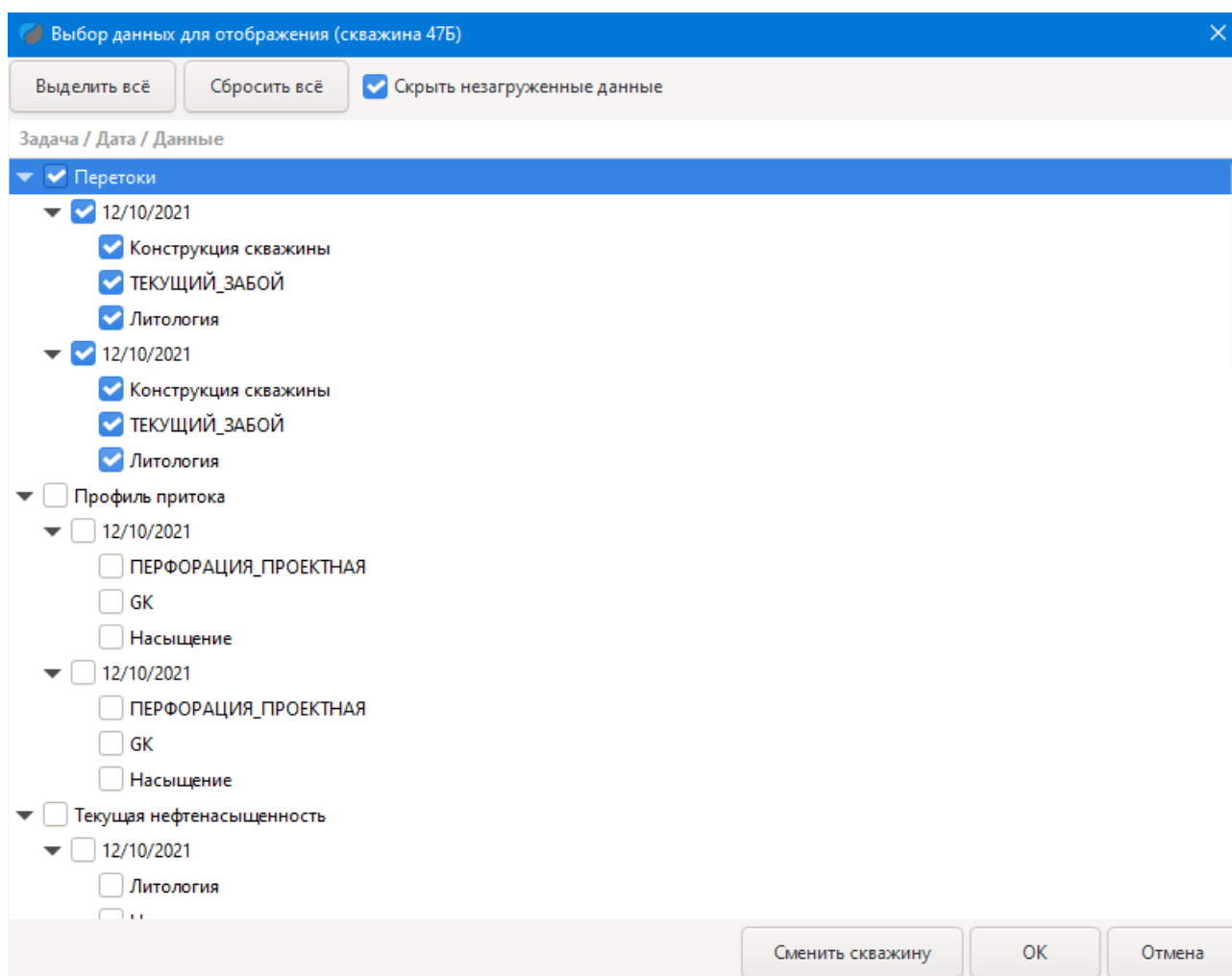


Рисунок 5. Выбор данных для визуализации в модуле «Динамический планшет»

Реализовано три режима работы:

- Выбор скважины и задач - режим позволяет загружать и отображать данные по различным задачам от разных дат на одном планшете. Данные загружаются как из баз подключенных к модулю. Набор данных предварительно настраивается в шаблоне планшета в режиме редактора шаблонов;
 - Просмотр WS по шаблону - предназначен для просмотра данных из WS-файлов по заранее подготовленным шаблонам;
 - Редактор шаблонов – используется для настройки шаблонов планшетов.
- На рисунке 6 представлен пример динамического планшета, позволяющий визуализировать какими были профиль притока, текущее насыщение и конструкция скважины в разные моменты времени.

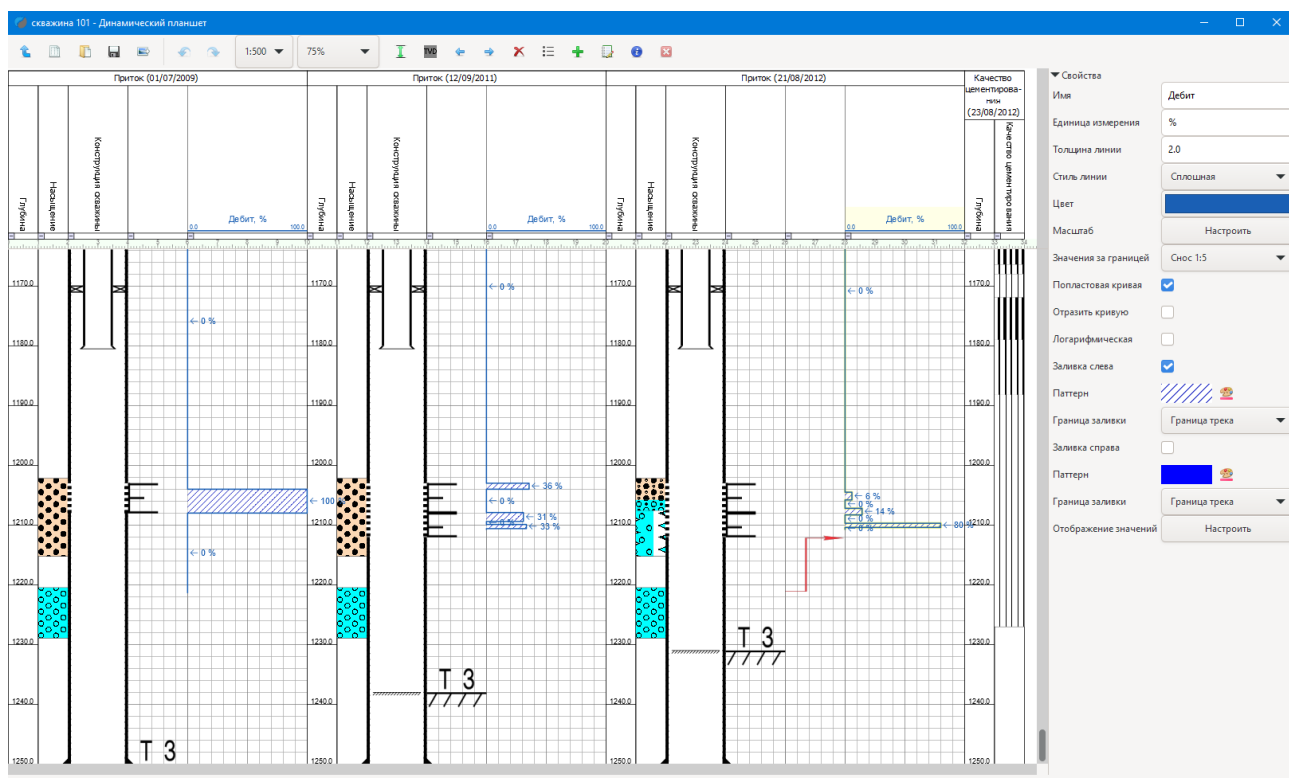


Рисунок 6. Визуализация данных в модуле «Динамический планшет»
Модуль полностью совместим с операционными системами на базе Linux.

Просмотр 3D визуализации обсадной колонны

Для визуализации данных трубной профилометрии из LAS-файлов разработана отдельная программа. Она может передаваться заказчику совместно с результатами обработки профилометрии. Таким образом заказчики смогут просмотреть трехмерную визуализацию колонны, не имея программного комплекса «Прайм».

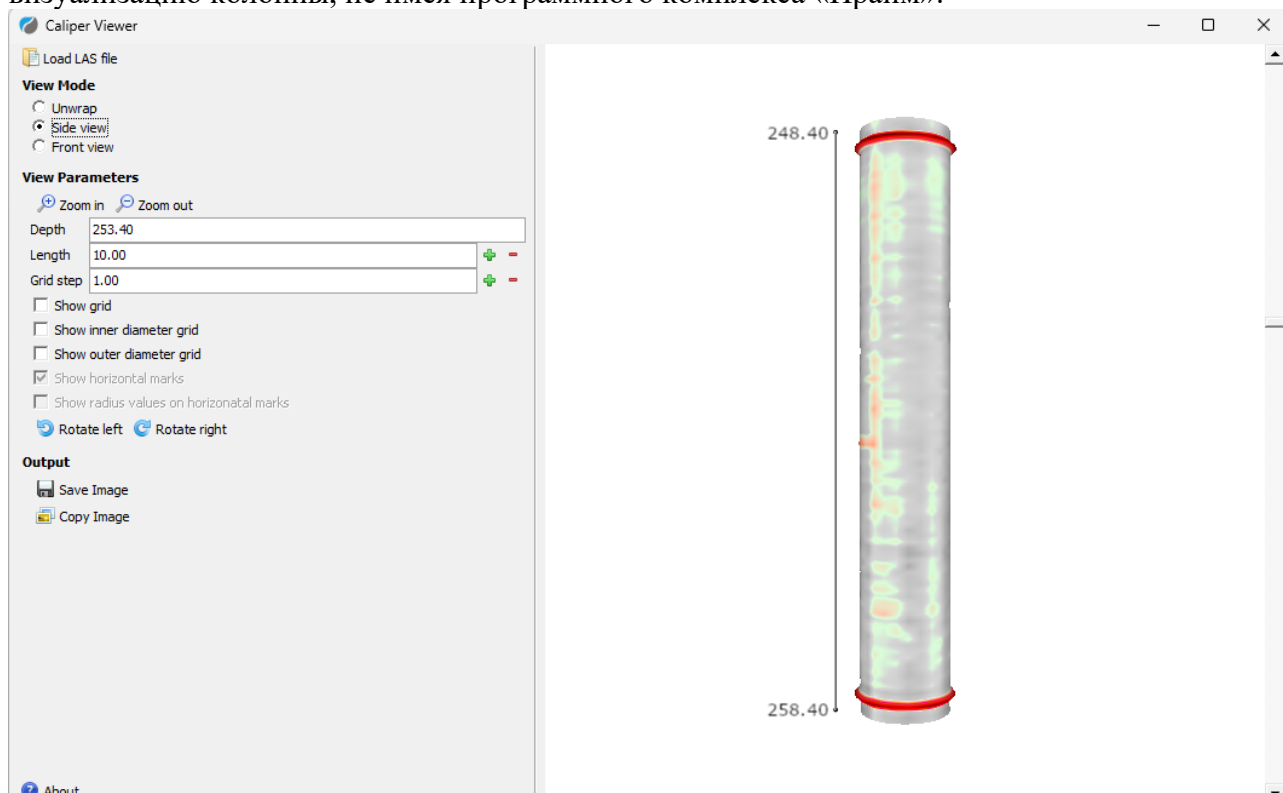


Рисунок 7. Модуль для просмотра 3D визуализации обсадной колонны

Интеграция ПК «Прайм» с корпоративными базами данных

В процессе интерпретации данных ГИС возникает необходимость использования вспомогательной информации. К ней относится общая информация по скважине и результаты предыдущих исследований. Зачастую эти данные хранятся в различных базах данных. Соответственно поиск и выгрузка нужной информации потребует дополнительного времени. Для облегчения этого процесса был разработан модуль для автоматической загрузки разнородной информации по скважине. Модуль по заданным фильтрам находит данные по скважине в корпоративной базе и подгружает информацию о ней в системе «Прайм». Реализована загрузка следующей информации:

- Конструкция скважины;
- Интервалы перфорации и их состояние на данный момент;
- Информация по техническому состоянию скважины;
- Информация по работе скважины;
- Стратиграфия, литология, насыщение, качество цемента;
- Данные по траектории скважины.

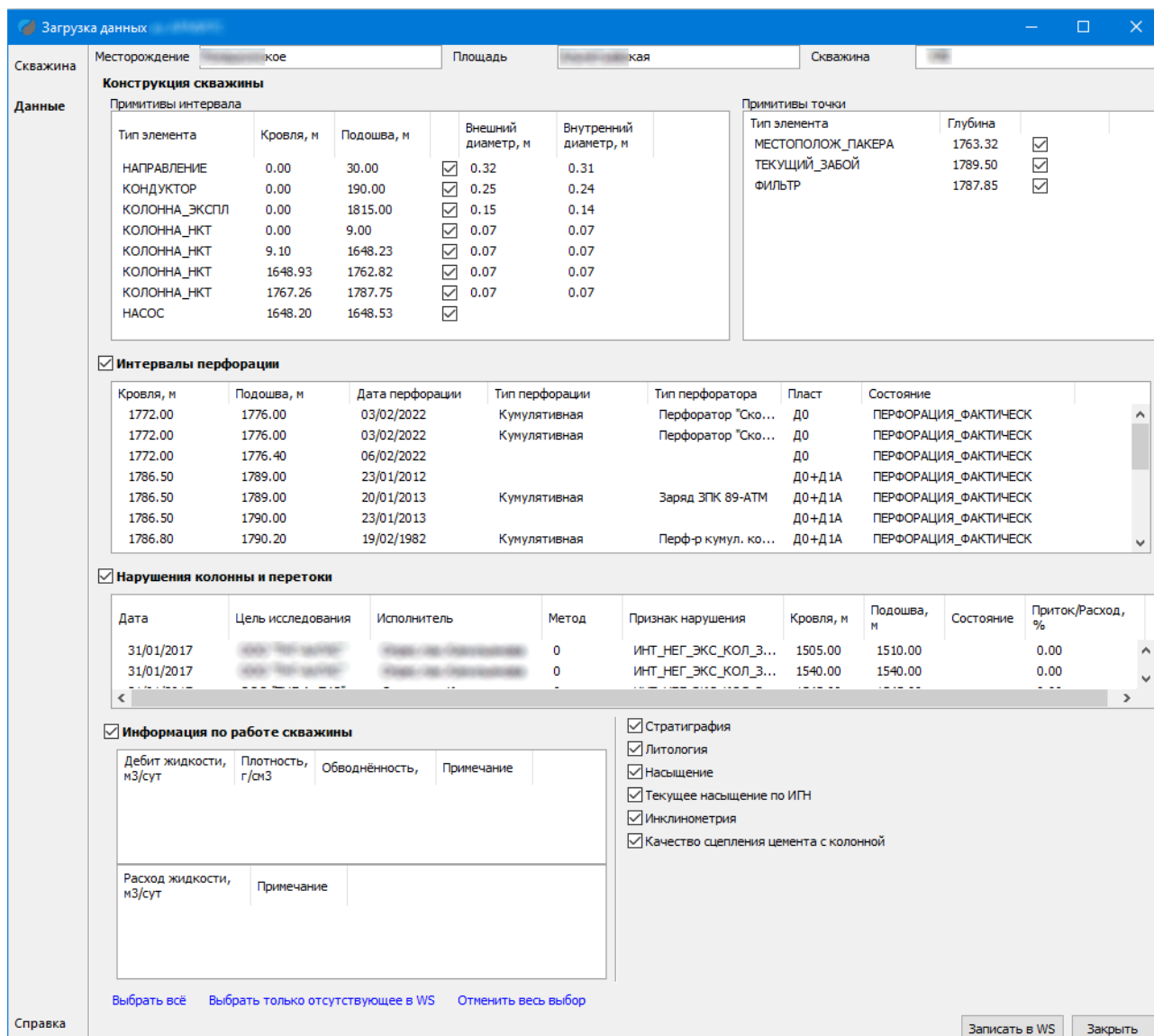


Рисунок 8. Интерфейс окна выбора данных для загрузки

После завершения обработки данных ГИС в «Прайм» возникает необходимость экспорта результатов в корпоративную БД. Для автоматизации этого процесса разработан модуль, позволяющий интерпретатору выгрузить заключение в корпоративную информационную систему.

В зависимости от выполненного комплекса ГИС модуль собирает информацию для заключения и выводит на экран. Далее интерпретатор может проверить корректность собранной информации и экспортировать заключение в базу данных.

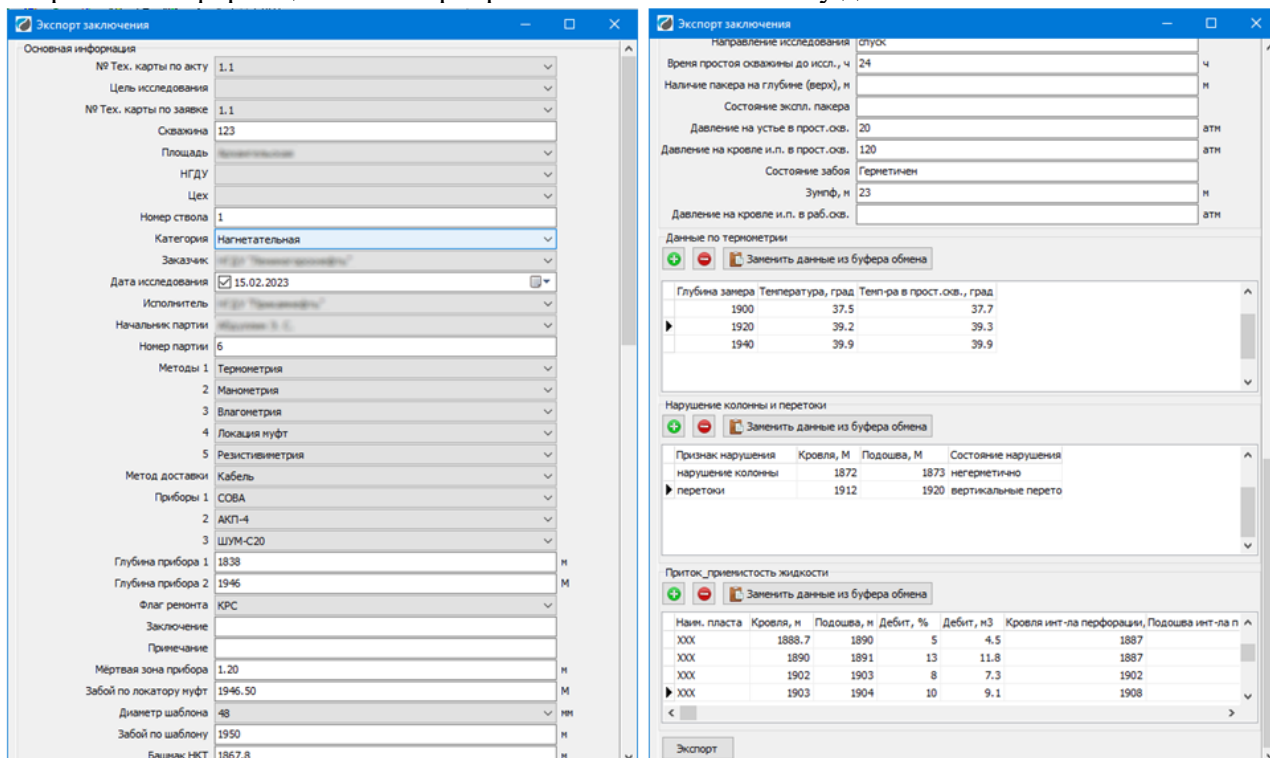


Рисунок 9. Интерфейс окна выбора данных для выгрузки

Модуль петроупругого моделирования

Модуль предназначен для вычисления интервального времени пробега продольной и поперечной волн в пласте на основе известного строения пласта и условий среды. При этом часть входных параметров может быть изначально неизвестна и подбирается путем сравнения конечных результатов с измеренными значениями интервального времени пробега в тех интервалах, где такие замеры имеются.

В зависимости от входных параметров модуль позволяет рассчитать:

- интервальные времена пробега продольной и поперечной волны;
- параметры скелета – плотность, модуль сжатия, модуль сдвига;
- параметры флюидов;
- плотности флюидов – газа, нефти, пластовой воды, всей воды, смеси флюидов;
- модули сжатия флюидов – газа, нефти, пластовой воды, всей воды, смеси флюидов;
- параметры породы – плотность, модуль сжатия, модуль сдвига.

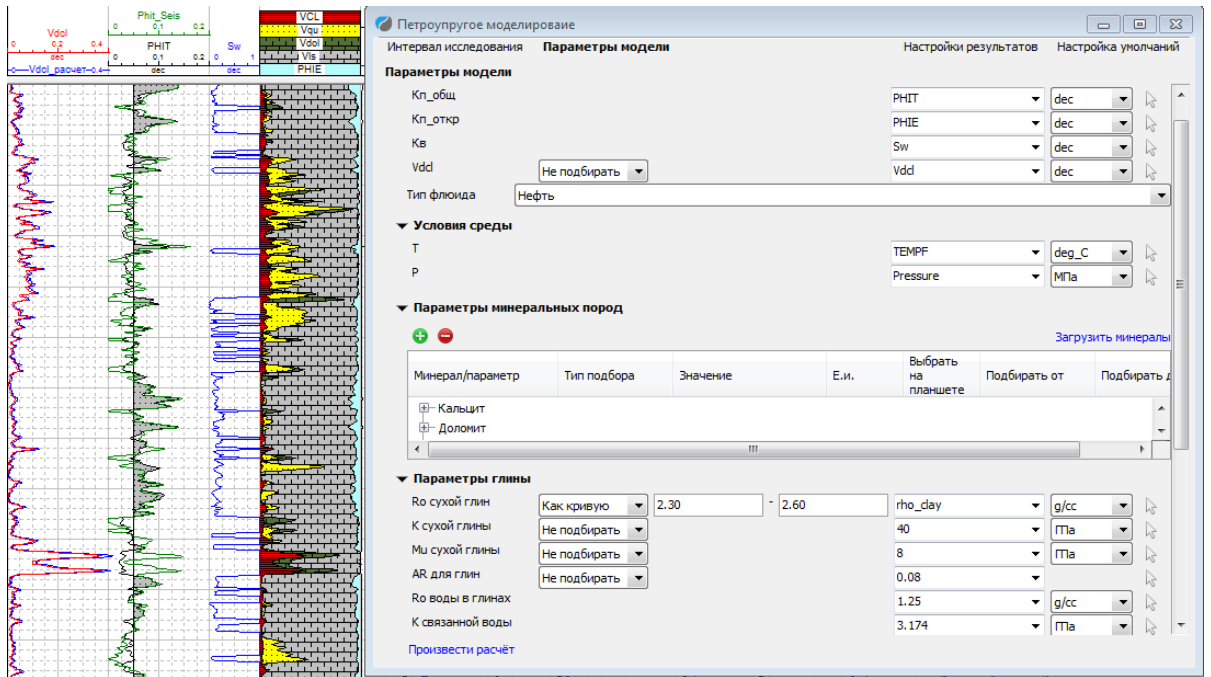


Рисунок 10. Задание и настройка параметров для петроупругого моделирования

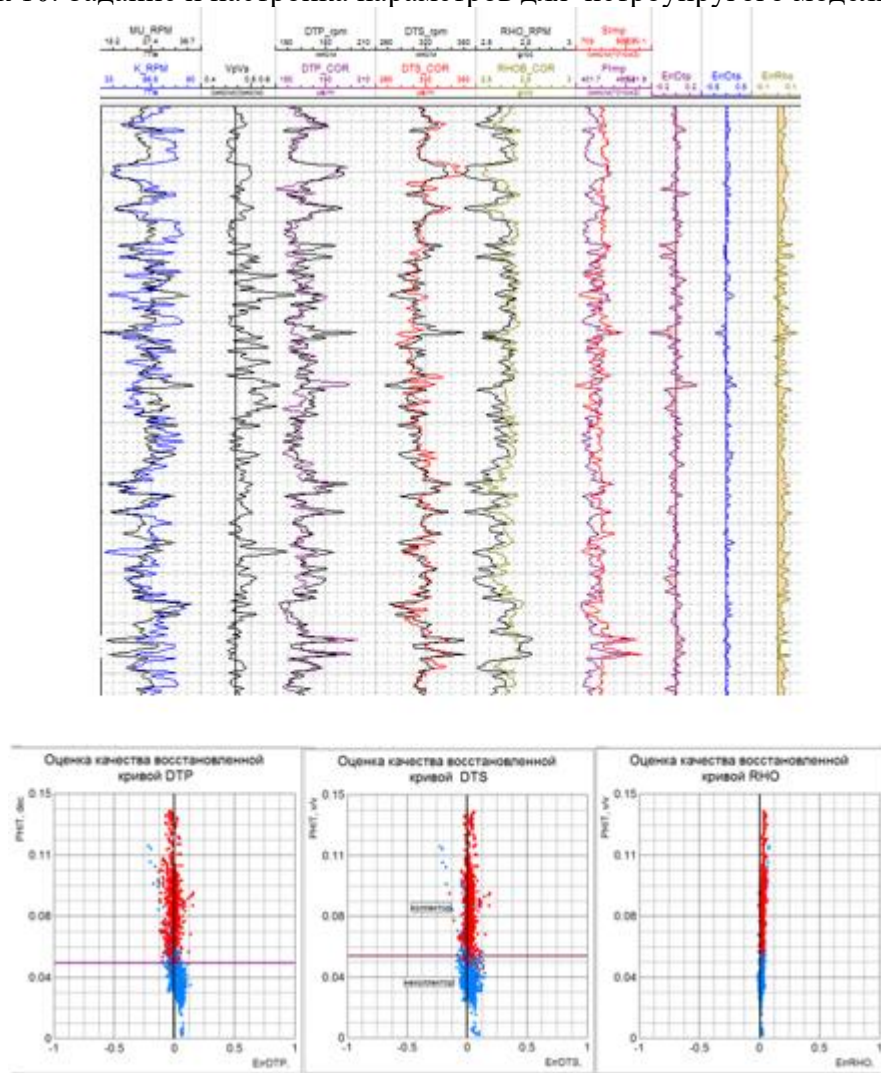
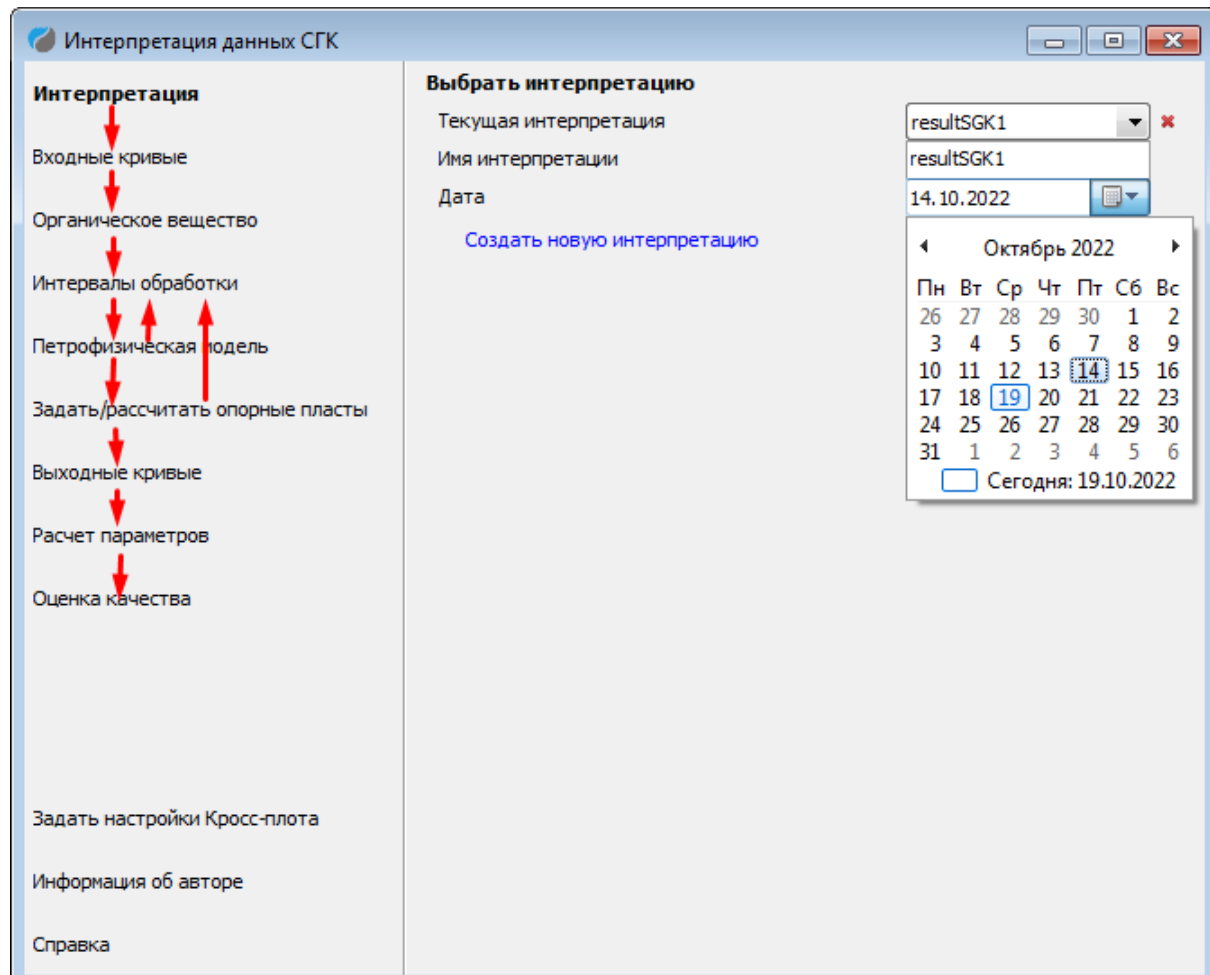


Рисунок 11. Результат расчета и оценка качества

Обработка данных спектрометрического гамма-каротажа нефтегазовых скважин

Модуль СГК предназначен для решения задач установления литотипов пород в различных фациях, количественной оценки глинистости пород, типа и содержания глинистых минералов, калиевых полевых шпатов и органического углерода.

За последний год модуль был существенно доработан. Изменен пользовательский интерфейс модуля. Алгоритм обработки предполагает последовательный переход между функциональными строками, заполнение необходимой информации и выполнение блока расчета.



- Рисунок 12. Обновленный интерфейс модуля обработки данных СГК
- Также значительно доработан функционал модуля. Добавлена возможность:
- сохранения нескольких вариантов интерпретации в именованных связках с одинаковыми названиями выходных кривых;
 - полуавтоматического расчета кривой CGR;
 - работы с выбранными интервалами;
 - более гибкого расчета органического вещества;
 - автоматического подбора петрофизической модели;
 - визуализации данных на стандартном кросс-плоте системы,
 - автоматического расчета значений опорных пластов;
 - расчета минералов глин с использованием функции MSolve;
 - расчета органического вещества как равнозначного компонента системы петрофизических уравнений;
 - расчета теоретических кривых и оценки качества результатов;

- размещения выходных кривых согласно выбранного шаблона или при его отсутствии автоматически справа от остальных кривых планшета с одновременным построением минералогической модели глин с заливками минералов.

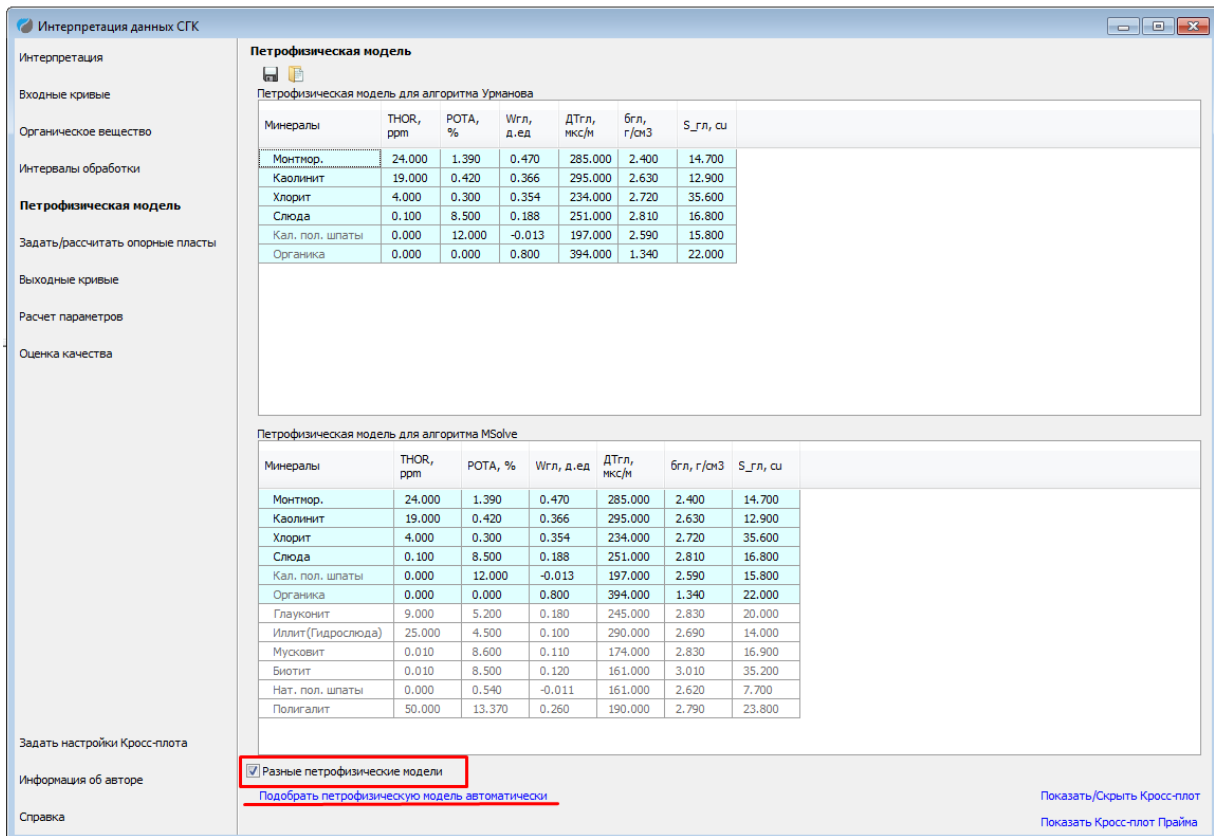


Рисунок 13. Настройка петрофизической модели

Результатом работы модуля является два варианта расчета глинистых минералов, полевых шпатов и органического вещества.

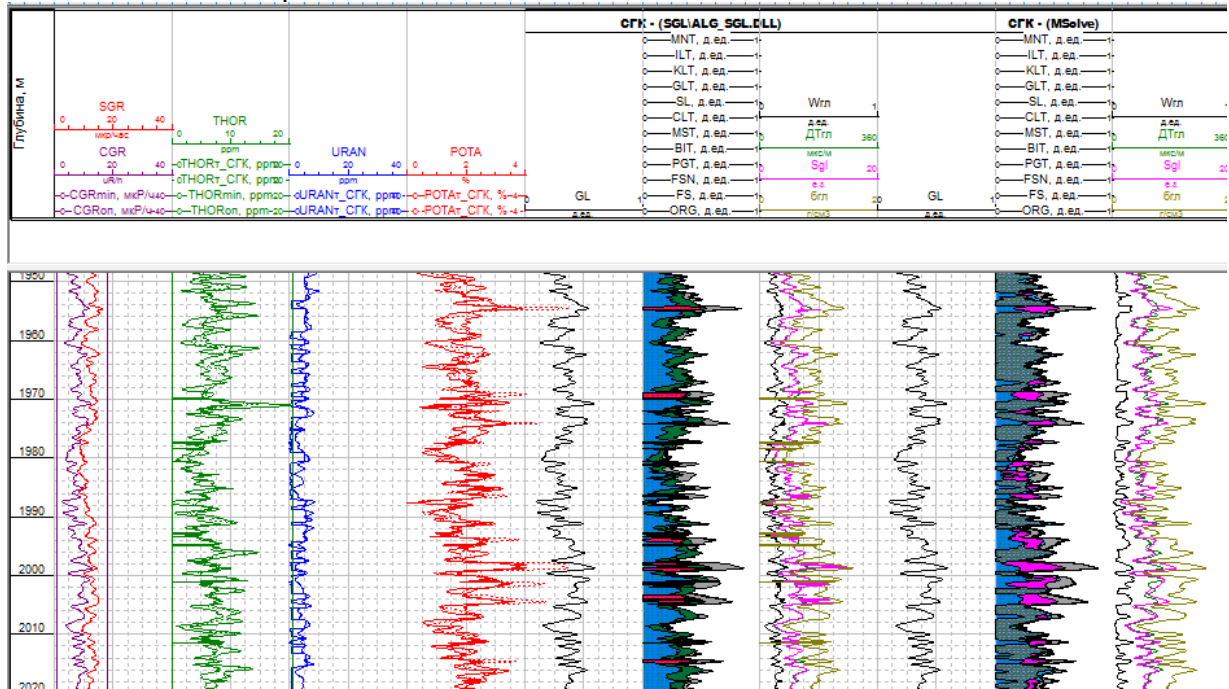


Рисунок 14. Планшет с результатами обработки данных СГК

Обработка данных имиджеров

Микроимиджеры – многорычажные, скважинные, геофизические приборы, которые регистрируют параметры стенки скважины с высокой вертикальной разрешающей способностью и низкой проникающей способностью 0.1-0.5 см.

Модуль обработки имиджеров также подвергся существенным доработкам.

Добавлена возможность:

- коррекции неисправных электродов;
- эквализации значений в заданном окне по отсечкам;
- поправки за эксцентриситет и вращение прибора;
- гибкой настройки отображения цветов имиджа в окне предпросмотра с сохранением установленной цветовой палитры;
- расчета углов с оценкой качества;
- автоматического выделения элементов залегания с функционалом ручной корректировки, выполнения структурного анализа с настройками отображения диаграммы Шмидта и азимутального вектор-плота;
- экспорта результатов расчетов азимутов и наклонов в документы *xlsx/txt* форматов.

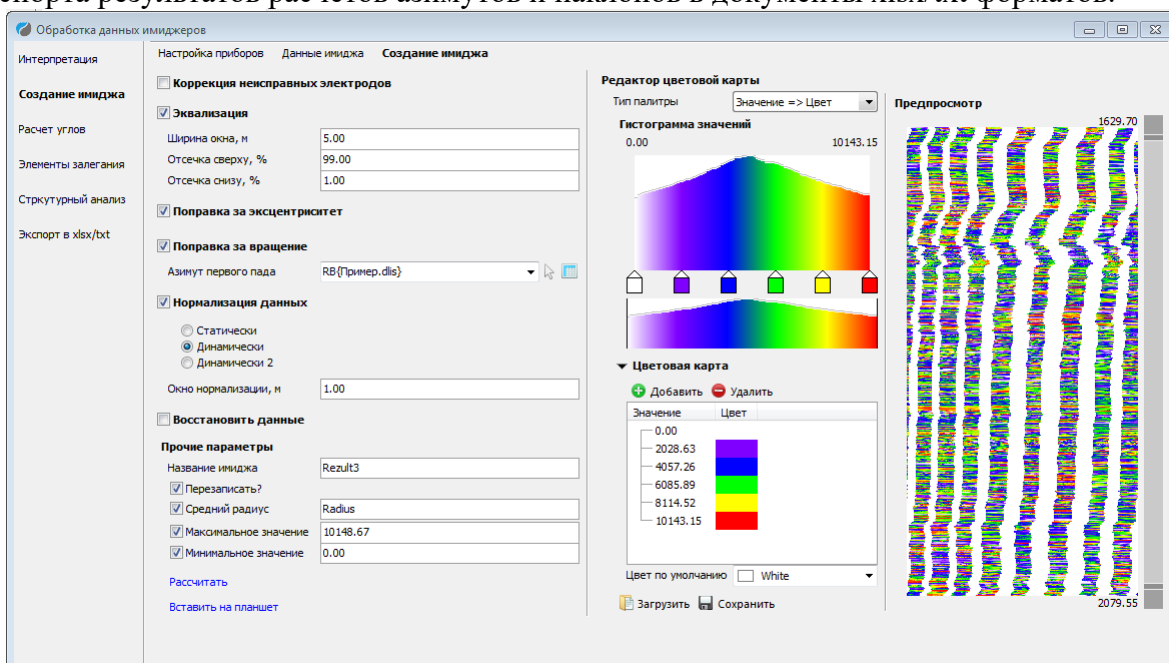


Рисунок 15. Обновленный интерфейс модуля обработки имиджеров

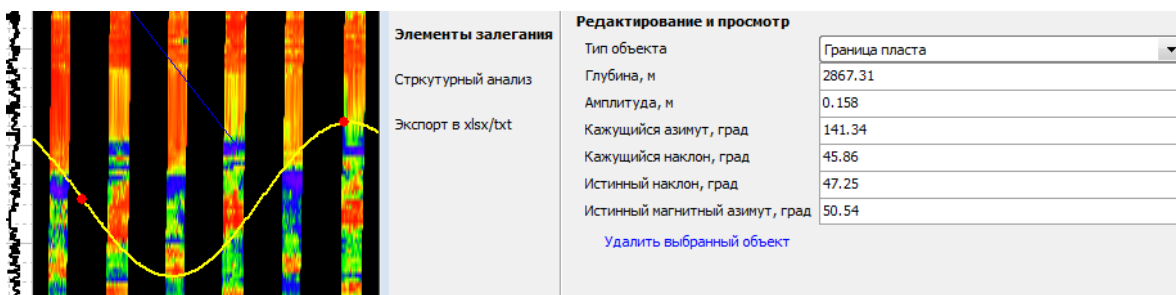


Рисунок 16. Выделение элементов залегания

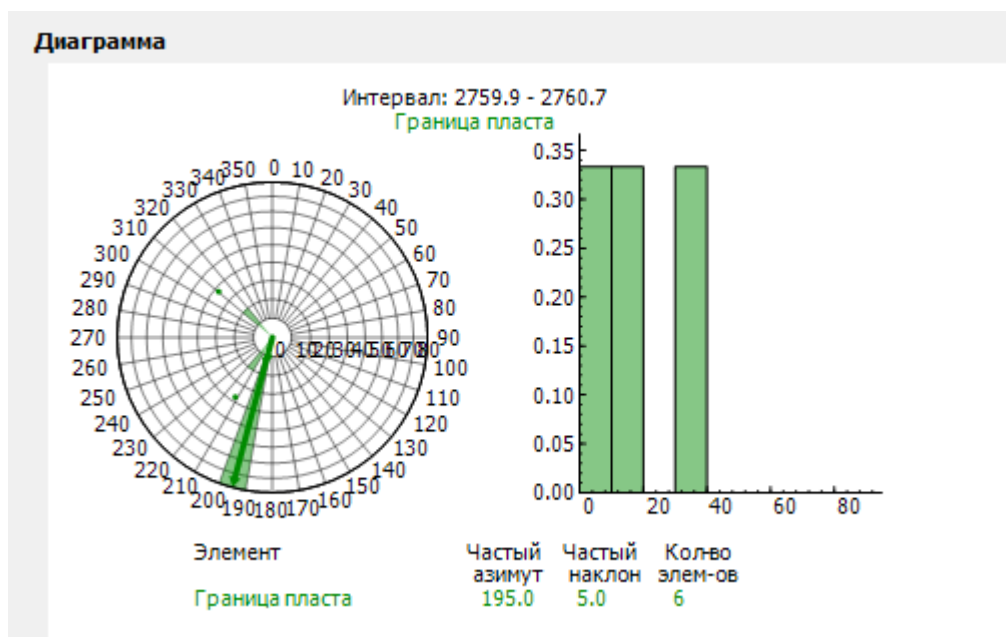


Рисунок 17. Построение диаграммы Шмидта по данным имиджера

Обширный функционал и интеграционные возможности системы «Прайм» обеспечивают эффективное использование программного комплекса для решения разнообразных задач. Все это, совместно с автоматизацией типовых процессов обработки, позволяет оптимизировать интерпретацию данных геофизических исследований скважин.

Авторы:

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

Баязитов Салават Ришатович, специалист отдела внедрения и сопровождения ООО НПЦ «ГеоТЭК», bayazitov.sr@geotec.ru

РОЛЬ ЯДЕРНО-ФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ СПЕКТРОМЕТРИИ ДЛЯ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ. ИНГКС – ЛИТОСКАНЕР.

*Журавлев Т.Б., Хисметов Т.В., Чернов О.С., Тропин А.Н.
Общество с Ограниченной Ответственностью «НТЦ ГЕОТЕХНОКИН»*

Эффективное управление процессом разработки нефтяных залежей на месторождениях, длительное время находящихся в эксплуатации, так и на вновь осваиваемых. Приоритетным средством получения информации при исследовании обсаженных стволов безусловно являются ядерно-физические методы спектрометрии (ЯФМС). Комплекс ЯФМС незаменим при мониторинге месторождений и детализации процессов вытеснения углеводородов, что позволяет дифференцировать разные участки залежи по степени выработанности запасов. Получаемая геологическая информация обогащает и уточняет геологические и гидродинамические модели залежей и служит основой для проведения мероприятий на длительно разрабатываемых месторождениях.

Приведены основные промысловые и геологические задачи. Это контроль процесса разработки, переход на выше и нижележащие объекты, ограничение водопритока (ОПВ) (рис.1), обработка призабойной зоны (ОПЗ), гидроразрыв пласта (ГРП), исследования в горизонтальных и S образных стволах и др.

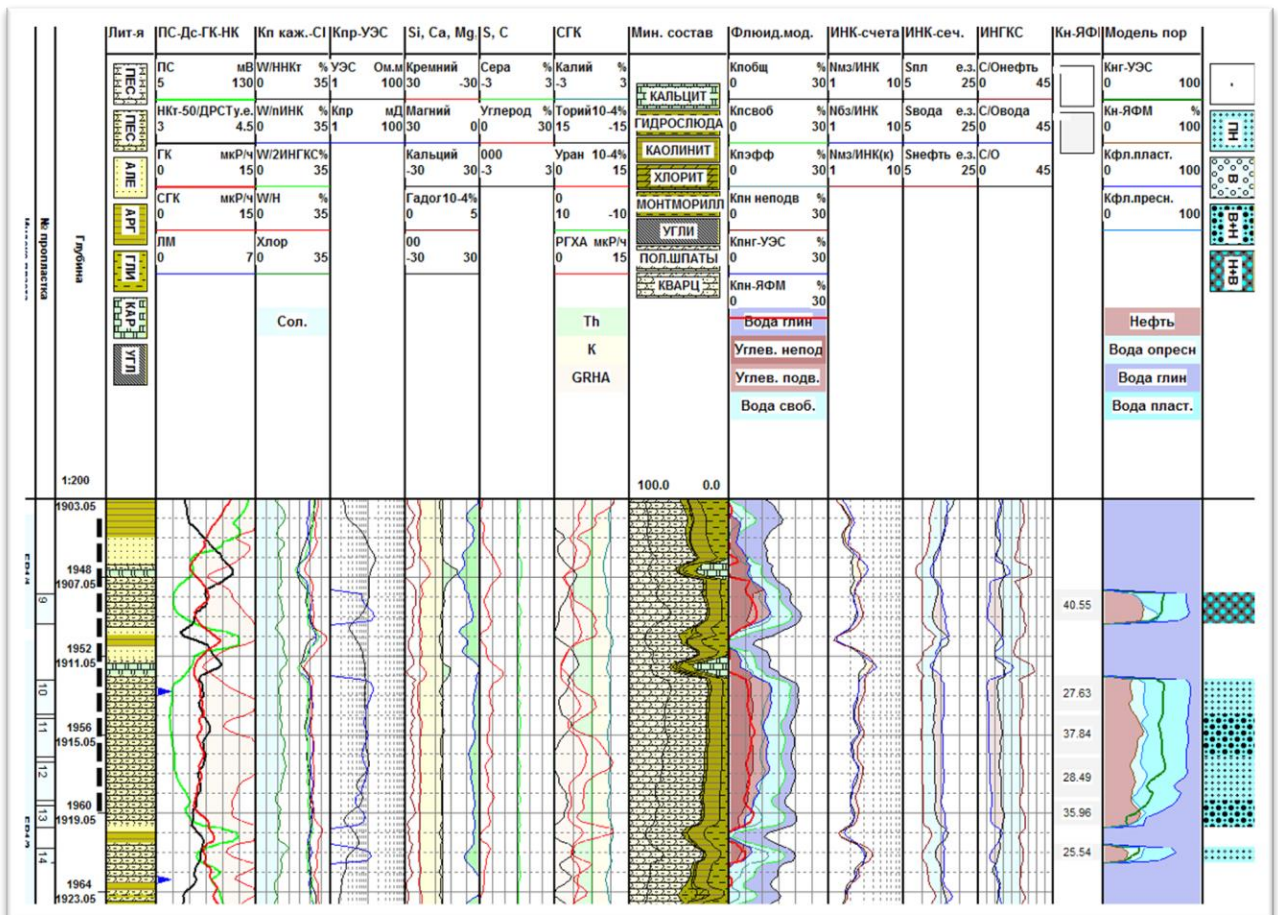


Рис 1. Ограничение водопритока (ОПВ). Пример интерпретации с последующим подтверждением эффективности на перфорированном участке.

Мониторинг залежи при гидроразрыве пласта (ГРП), до и после, позволил выявить, в частности, изменение пористости коллектора (рис.2). Качественный подход к получаемой информации с помощью ЯФМС при принятии решений к проведению геолого-технических мероприятий позволяет представить возможность по подбору химических реагентов, так называемого, «кислотного состава» для интенсификации нефтяного притока из коллекторов. На основе получаемого по данным ЯФМС минерального состава пород-коллекторов подбираются кислотные композиции для воздействия на пласт, как в карбонатных, так и в терригенных отложениях.

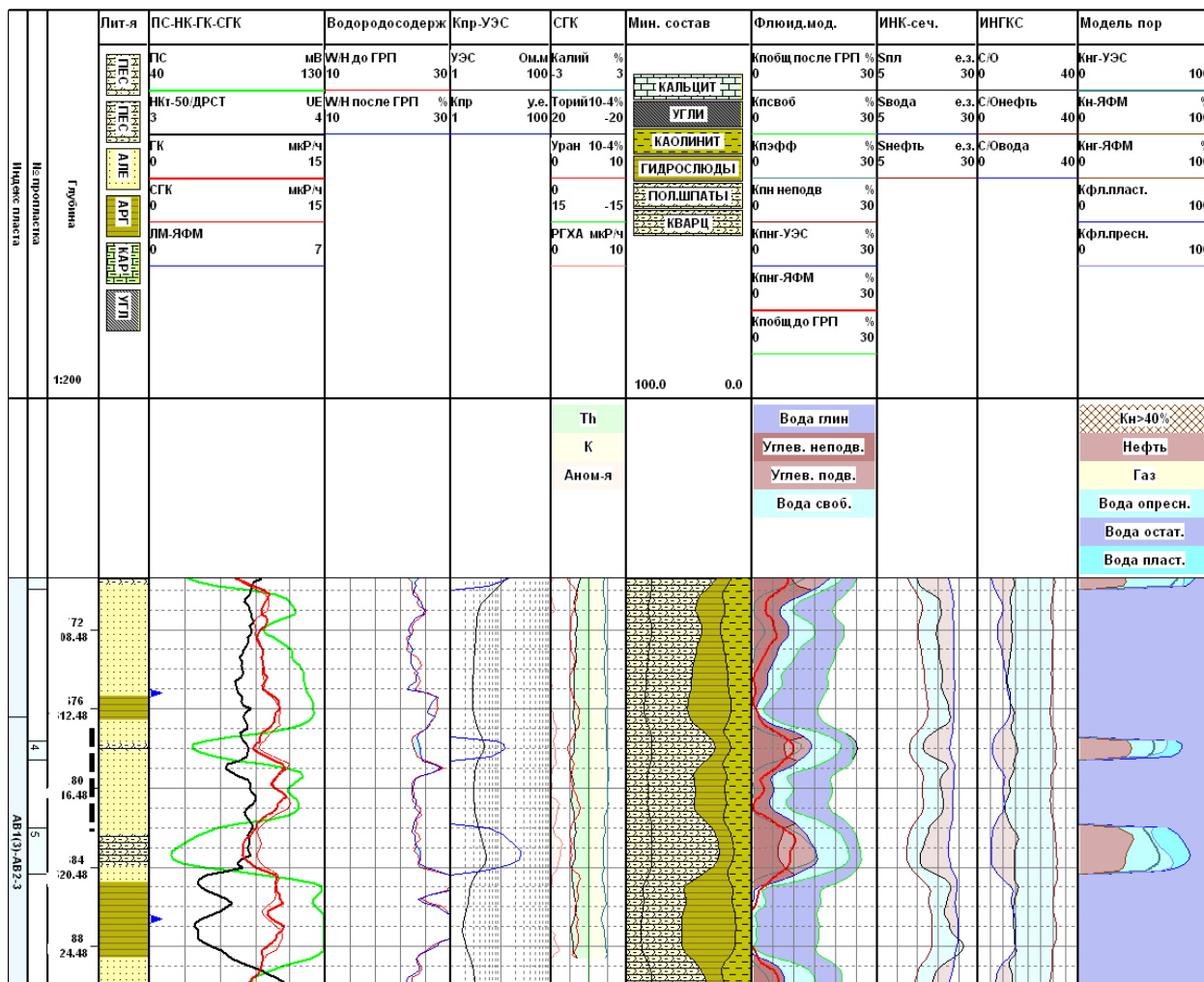


Рис 2. Мониторинг залежи при гидроразрыве пласта (ГРП). Сравнение водородосодержание до ГРП и после иллюстрирует увеличение пористости на ~ 1-2% абсолютных в районе интервала перфорации.

Опыт продолжительного использования ИНГКС - Литосканер убедительно показал, что целенаправленное применение ядерно-физических методов спектрометрии на длительно разрабатываемых месторождениях позволяет получать необходимые данные о текущих характеристиках пластовых систем с количественной оценкой начальной и текущей насыщенности.

Развитие буровых технологий, в плане строительства горизонтальных и S образных стволов нефтегазовых скважин требует соответствующего геофизического оснащения.

ООО «НТЦ ГЕОТЕХНОКИН» разработан автономный аппаратный комплекс МАКИС, способный решать в таких условиях возникающие перед геологами различные геолого-технические задачи. К примеру, корреляция разрезов скважин и литологических

изменений, детальное литологическое описание, определение (уточнение) фильтрационно-емкостных свойств, определение (уточнение) минерального состава пород.

Комплекс состоит из модуля памяти и питания, модулей спектрометрических ЯФМС (ИНГКС и СГК), блока управления (блоки контроллера, датчика углового перемещения). МАКИС предназначен, в первую очередь, для определения вещественного состава пород, массового содержания элементов пористости, глинистости, проницаемости и нефтегазоводонасыщения пластов в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах как в обсадке, так и в открытом стволе.

Каротаж выполняется путем перемещения автономного скважинного комплекса на НКТ или бурильных трубах, без каротажного кабеля в открытом стволе или в обсаженной эксплуатационной скважине.

Ниже приводится пример применения комплекса МАКИС для решения задачи насыщенности пласта в горизонтальном стволе. В скважине был пробурен радиальный ствол в отложениях турнейского яруса (рис.3). Стандартный комплекс ГИС в открытом стволе определил отложения как нефтенасыщенные. Тем не менее, решено было провести дополнительные исследования МАКИС и комплекс выявил, что построен радиальный ствол в водонасыщенных отложениях. Последующие испытания это подтвердили.

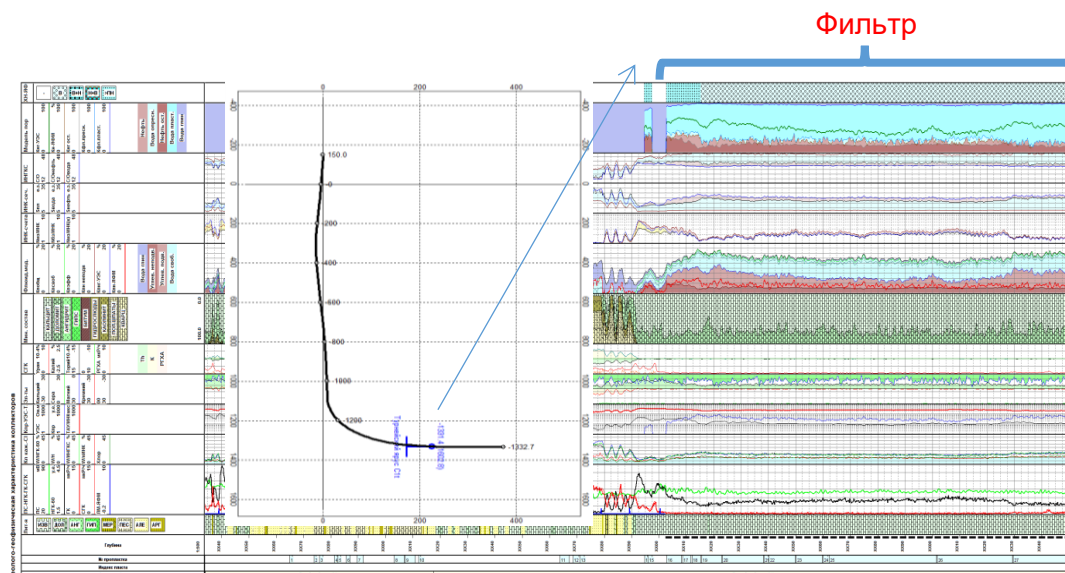


Рис 3. Исследование комплексом МАКИС турнейского яруса (радиальный ствол).

Литература:

1. Методические рекомендации по применению ядерно-физических методов ГИС, включающих углерод-кислородный каротаж, для оценки нефте-и газонасыщенности пород-коллекторов в обсаженных скважинах. Москва-Тверь, 2006г. Согласовано с Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых МПР России.

2. Боголюбов Е.П., Миллер В.В., Копылов С.И., Кадисов Е.М., Юрков Д.И. (ФГУП «ВНИИА» им. Н.Л. Духова), «Аппаратурно-программные комплексы нового поколения для многопараметрического радиоактивного каротажа (МПК)», стр. 16-18, «Эффективное управление процессами разработки и доразведки залежей углеводородов на основе данных комплекса скважинных спектрометрических ядерно-физических методов исследования» Сборник статей по материалам круглого стола 19 апреля 2012 года, ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых РФ» ЗАО «НТЦ ГЕОТЕХНОКИН», издательство «Открытые системы»

3. Распоряжение от 20 февраля 2014 г. № 230-р «О присуждении премии Правительства Российской Федерации 2013 года в области науки и техники»

О ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Мамяшев Венер Галиуллинович, Тюменский нефтегазовый университет, моб. +7 908 874 27 84; E-mail: tmngeofiz@mail.ru.

Туренко Сергей Константинович, Тюменский нефтегазовый университет, моб. +7 908 873 73 86; E-mail: turenkosk@tyuiu.ru

Мамяшев Тимур Венерович, Тюменский нефтегазовый университет, моб. +7 912 922 73-73; E-mail: tvmamyashev@yandex.ru

Актуальность темы работы. Современные возможности компьютерных технологий, в сочетании с возможностями роботизации большей части промышленных технологий и их составляющих, представляют новые перспективы для развития и повышения эффективности, не только в сферах прямого производства или услуг. Это позволяет рассматривать соответствующие преобразования, происходящие в мире, как новый этап научно-технического и технологического развития цивилизации.

Необходимость разработки и реализации цифровых технологий, в том числе и в области нефтегазовой петрофизики, является насущной задачей её дальнейшего развития. В разной степени и на разных уровнях понимания содержания соответствующих петрофизических технологий нефтегазовые компании и независимые сервисные предприятия прилагают усилия в реализации тех или элементов цифровой трансформации технологий нефтегазовой петрофизики. К сожалению, до настоящего времени отсутствует всеобъемлющее, концептуальное, взаимно согласованное представление объектов, целей и задач цифровой трансформации в области нефтегазовой петрофизики. Это существенно снижает эффективность предпринимаемых действий в направлении цифровой трансформации и вызывает их несогласованность и противоречивость.

Целью данной работы является анализ цифровой трансформации всего технологического процесса петрофизического обеспечения работ на нефть и газ, начиная от комплекса работ по отбору и первичной документации керна (каменного материала) и до формирования баз данных и баз знаний по объектам и технологиям исследований. Указанная цель включает также анализ технологий комплекса лабораторных литолого-петрофизических исследований, контроль процессов их реализации и качества получаемых результатов исследований.

Методы и технологии. Развитие элементов цифровой трансформации петрофизики в нашей стране, пожалуй, как и во всем мире можно отнести к концу 70-ых годов прошлого столетия. На первом этапе оно предполагало формирование однотипных схем и комплексов литолого-петрофизических исследований керна, отбираемого при бурении с применением обычных водно-глинистых растворов (РВО) и растворов на углеводородной основе (РУО). Отдельно рассматривались сопутствующие исследования проб или образцов керна нестандартных размеров и формы, а также схемы исследований керна, отобранного с помощью боковых сверлящих и стреляющих грунтоносов и проб шлама. Пример такой схемы для керна, отобранного на РВО приведен на рисунке 1. Следующим элементом было формирование типовых таблиц записей результатов лабораторных исследований: от исходных данных до результатов их обработки. Это обеспечивало архивацию лабораторных данных на бумажных носителях.

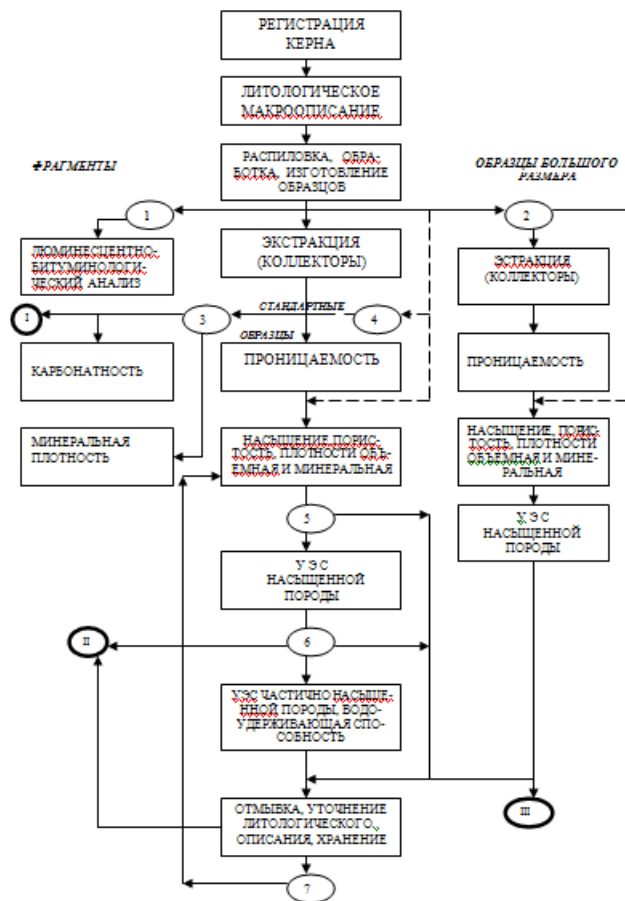


Рис. 1. Комплекс и схема исследований ядра отобранного при бурении на РВО.

Аналогично стремились формировать результаты внутри лабораторного и меж лабораторного контроля. Все эти работы были нацелены на возможность формирования цифровых баз данных на магнитных носителях с помощью обрабатывающих комплексов типа СМ-4. Обеспечение этого предусматривалось в рамках проекта Министерства геологии СССР: «Космос-воздух-поверхность-недра» (1985-1990 гг.). Предусматривалось создание единого в рамках Мингео Вычислительного центра с формированием соответствующих баз данных по всем информационным составляющим ГРР.

Появление персональных компьютеров потребовало пересмотра существующей парадигмы «цифровизации» петрофизики. В Мингео СССР в 1989 году была инициирована программа разработки автоматизированных рабочих мест: «АРМ-Лаборатория». В частности, она включала разработку программного комплекса «АРМ-Керн», обеспечивающего возможности цифровой трансформации результатов всего

приведенного выше комплекса лабораторных данных. С его помощью, а также с помощью программных комплексов «АРМ-Флюиды» и «АРМ-Литология» предусматривалось формирование локальных баз данных лабораторных исследований. Однако последовавшая реорганизация, а затем и ликвидация Министерства геологии и последовавшие структурные преобразования экономики страны не позволили завершить начатые работы. Какой-то период, вплоть до стабилизации возникших новых производственных структур в виде крупных нефтегазодобывающих компаний, развитие «цифровизации» носило инициативный характер, не объединяемый общими потребностями, целями и задачами. В качестве инициативных разработок были предложены программы формализации полевого послыонного макроскопического описания литологии ядра [1], реализуемой как с помощью ПК, так и мобильных приложений. Основой формализации является словарь - перечень ключевых характеристик и признаков, отражающих существенные свойства литологии пород. Эти же признаки рассматриваются как поисковые. Литологическое макроописание осадочных горных пород включает последовательный ряд основных характеристик, каждая из которых может содержать практически неограниченное количество признаков, нередко переходящих друг в друга либо достаточно произвольно сочетающихся друг с другом и с основными характеристиками. Для осадочных пород были выделены следующие характеристики литологического макроописания и их порядок:

- название породы,
- цвет,
- структура (размеры зерен) с указанием существенных примесей,
- минеральный состав обломочных зерен с указанием существенных примесей,

- состав цемента,
- степень литификации (цементации),
- включения и органические остатки,
- текстура,
- дополнительные характеристики (насыщение, структура порового пространства и пр.),
- свечение под ультрафиолетовым светом (УФ).

В рамках программы «Керн России» в 2003 году были представлены предложения по формированию электронного паспорта керна, включавшие формализованное описание его литологии, регламенты на отбор образцов и проб для лабораторных исследований [2]. Примеры представления и оформления отдельных документов, предложенных в этой работе приведены на рисунках 2 и 3.

ПАСПОРТ КЕРНА

Файл:	/ имя /		
Страна	РОССИЯ		
Рег. запись №			
ОБЪЕКТ:	Административная принадлежность	Тюменская область	
МЕСТОРОЖДЕНИЕ	-	Организация – недропользователь	ОАО «ЮКОС»
ПЛОЩАДЬ	Тюменская		
Куст №	-	Координаты скв.	
Скважина №	1	X =	-
Тип скважины	Поисковая	Y =	-
Тип кернотборника	«КИМ-190/80»	Тип бурголовки	
Диаметр керна, мм	80	Тип бурового р-ра	PBO

Рейс № 1	
Кровля (м)	Подошва (м)
2141,5	2147,5
Линейный вынос (м)	5,7
Вынос керна, %	95,0
Макроописание литологии керна	
Слой 1 Толщина 1,2 м	Песчаник, серый, крупнозернистый, слабо глинистый, горизонтально слоистый, с включениями рассеянного УРД (1 – 1,5 мм; до 3%). Недеформированный. (Прим. – описание формализованное). Дополнение: (текстовое описание)
Слой 2 Толщина 2,7 м	
Слой 3 Толщина 1,8 м	

Рис. 2. Пример оформления электронного паспорта отобранного керна.

Очевидно, что в современных условиях требуется переработка приведенных выше примеров и подходов с учетом кардинальных преобразований в технологиях ГРП, нефтегазодобычи, отбора керна и петрофизического обеспечения. Необходимо отметить, что расширился и заметно усложнился спектр исследуемых геологических объектов. Существенно возросла в них доля объектов относимых к категории ТРИЗ.

Одним из перспективных направлений может быть формирование обобщенных баз данных, объединяющих полную документацию всего цикла работ с отбором и исследованиями керна (каменного материала) по каждому интервалу его отбора.

В мире накоплены колоссальные объемы литолого-петрофизических исследований керна (каменного материала) и пластовых флюидов практически по всем выявленным

нефтегазоносным территориям планеты. Так по территории Западно–Сибирского нефтегазоносного мегабассейна объем типовых исследований, выполненных только в системе Главтюменьгеологии, по состоянию на конец 1991-ого года, составлял порядка 800 тысяч образцов керна. Несколько меньшие объемы исследований выполнены в лабораториях Главтюменьнефтегаза и ТюменьНИИГипрогаза.

Не меньшие объемы исследований накоплены в последующие годы в крупных российских нефтегазовых компаниях (Роснефть, ЛУКОЙЛ, Газпрома-Газпромнефти, Славнефти и других). Совокупный среднегодовой объем исследований в этих компаниях составляет 44-48 тысяч образцов. В итоге накопленный объем данных составляет не менее 3 млн. образцов керна.

Очевидна необходимость обобщения всех этих данных, оценки их объективности (достоверности), анализа с целью классификации их по типам объектов, унификации и построения соответствующих иерархических геолого-петрофизических каталогов. Иерархические петрофизические модели могут формироваться для следующих уровней обобщения данных, например, на уровне нефтегазоносной области (НГО), её отдельного нефтегазоносного района (НГР), месторождения и объекта нефтегазоносности (залежи)

Пример каталога для уровня нефтегазоносного района (НГР) приведен ниже.

№ п/п	Параметр, свойство	Характеристики, зависимости, константы
1	2	3
1	Интервал разреза (свиты)	Тюменская, мегионская, вартовская, алымская
2	Тип отложений	Осадочные терригенные, песчано-глинистые
3	Давление горное, атм (МПа), с глубиной Н (км)	$P_g = 276 \cdot H - 192 \cdot (1 - e^{-0,45 \cdot H})$
4	Давление пластовое, атм (МПа), с глубиной	Определяется гидростатическим давлением
5	Геотермический градиент (°С/100м): в интервале глубин (Н, км) 1,0-2,5 м; в интервале глубин (Н, км) 2,0-3,1 м.	3,15 ÷ 3,37 (при Н = 1,0 км температура соответственно 32 и 41 °С); 4,0 ÷ 4,12 (при Н = 2,0 км температура соответственно 65 и 70 °С)
6	Литология пород (основных)	Песчаники, алевролиты и аргиллиты
7	Литология пород (подчиненных)	Плотные карбонатизиров. и угли (прослой $h < 1,8$ м)
8	Тип коллектора	Поровый
9	Литология коллекторов и её особенности	Песчаники с/з и м/з, алевролиты к/з; участки повышенной карбонатизации (Скарб > 5 %)
10	Литолого-минеральный состав пород-коллекторов	Полимиктовый, аркозовый
11	Плотность коллекторов минеральная, г/см ³	2,68 ± 0,02 г/см³
12	Минералы глинистого цемента коллекторов	Гидрослюда, каолинит, хлорит, ССО
13	Минералы глинистые вмещающих пород	Гидрослюда, ССО, каолинит
14	Плотность глин минеральная, г/см ³	2,69 ± 0,02 г/см³
15	Содержание пелитовой фракции (<0,01мм) в глинах (Кгл, %)	Кгл < ≈ 70 % (от объема твердой фазы)

16	Пористость "чистых" глин, Кп.гл, %	$K_{п.гл} = 25,0 - 14,8 \cdot \ln H \pm 1,5$
17	Пористость "чистых" песчаников, Кп.ч, %	$K_{п.ч} = 43,2 - 21,6 \cdot \ln H \pm 2,0$
18	Среднее водородосодержание пелитовой фракции ($\omega_{г.л.м}$) в глинах, %	$\omega_{г.л.м} = 22 \pm 2$
19	Водородосодержание "чистых" глин ($\omega_{г.л.}$), %	$\omega_{г.л.} = 27,8 (1 - K_{п.гл}/100) + K_{п.гл} \pm 3,0$
20	Водородосодержание "чистых" песчаников ($\omega_{п.ч.}$), %	$\omega_{п.ч.} = K_{п.ч} + 2,5 \pm 1,2$
22	Минерализация пластовой воды:	
23	Пласты АВ	Законтурной – 18 г/л, в залежи – 23 г/л.
24	Пласты БВ	Законтурной – 22 г/л, в залежи – 28,5 г/л.
25	Пласты Ач	Законтурной – 19 г/л, в залежи – 24,5 г/л.
26	Пласты ЮВ ₁₋₅	Законтурной - 32 г/л, в залежи - 41 г/л.

Примечания: 1 – к/з с/з, м/з – соответственно крупно-, средне- и мелкозернистые породы.

На основе современных отечественных технологий и накопленного опыта их реализации, а также с учетом лучших зарубежных достижений предлагается общая концепция цифровизации нефтегазовой петрофизики, последовательно для основных этапов и технологических элементов соответствующих работ.

1. Этап планирования и отбора: выбора объектов исследований, обоснования целей и задач отбора и исследований керна, обоснование выбора технологии отбора керна (каменного материала – боковых образцов, шлама), обоснование соответствующей программы «полевых» работ. Контроль и документация выполнения технологии работ на буровой площадке, в том числе, контроль извлечения керна из скважины, первичной документации его, препарирования, укладки и маркировки секций с керном в керновые ящики (боксы), подготовка их к транспортировке, установка регистраторов температуры и «тряски» - акселерометров. Формирование электронного «паспорта» керна включая фото и видео документации работ. В настоящее время имеются разработки электронных систем размещения работ и формализации выбора квалифицированного подрядчика на проведение лабораторных исследований.
2. Этап экспрессной документации полноразмерного керна дистанционными физическими методами в стационарной петрофизической лаборатории. комплекс и условия проведения таких работ определяются в зависимости от целевого назначения и программы исследований керна. В зависимости от условий оперативной доставки керна для исследований, рассматриваются возможности документации керна в мобильной лаборатории в полевых условиях. Результаты этого этапа работ представляются в виде соответствующих электронных документов (таблиц), а также видео документации развертки поверхности керна и процесса работ с ним.
3. Этап целевых исследований колонок полноразмерного керна отобранного с помощью изолирующих технологий с определением удельного электрического сопротивления колонок керна, плотности, пористости и объемной жидкостенасыщенности.
4. Этап типовых исследований колонок полноразмерного керна, начиная от видео и фотодокументации развертки поверхности керна и фотодокументации продольного спила керна в дневном и ультрафиолетовом свете, до отбора образцов для типовых исследований изолированного керна. Включает в себя стандартные исследования керна после его экстракции.

На этапах 2 и 3 должна обеспечиваться электронная документация (регистрации) всего комплекса литолого-петрофизических лабораторных исследований керна, определяемого установленной программой исследований. Она включает в себя:

- регистрацию программы исследований, объем исследований, их прядок;
 - календарный план выполнения работ и исследований;
 - обеспечение контроля текущего состояния исследований (видов и объемов работ), текущего контроля качества работ;
 - сведения о применяемых методиках работ, состояния аттестации методик, достоверности результатов.
 - электронные формы регистрации текущих и конечных результатов работ.
 - регистрация результатов внутри лабораторного и меж лабораторного контроля с представлением соответствующего заключения (акта).
 - формирование электронной базы результатов исследований, включая дополнительный контроль достоверности данных и анализ аномальных данных-объектов; заключение по итогам работ.
 - передача итоговых результатов в общую (соответствующую?) базу данных
5. Формирование электронной базы результатов исследований каменного материала, включая дополнительный контроль достоверности данных и анализ аномальных данных, передача итоговых результатов в соответствующую базу данных.
 6. Обработка, анализ и систематизация, результатов исследований каменного материала.
 6. Формирование иерархических комплексных литолого-петрофизических моделей объектов исследований
 7. Оперативное сопровождение применения предлагаемых иерархических комплексных литолого-петрофизических моделей объектов исследований, их пополнение и корректировка.

Представляемая цифровая трансформация технологий петрофизического обеспечения работ на нефть и газ предусматривает возможность оперативного контроля процесса и качества лабораторных исследований керна, его состояния; включает информацию о применяемых технологиях исследований, приборах и их метрологических характеристиках. Она обеспечивает оперативное формирование базы данных результатов литолого-петрофизических исследований керна; анализ и обобщение результатов исследований по целевому объекту отбора керна, а также накопленных данных по конкретному геологическому объекту, нефтегазоносному району, формирование базы знаний по геологическим объектам.

Рассматриваемая цифровая трансформация нефтегазовой петрофизики должна исходить из её цели: обоснования и обеспечения информативности геологической и «технологической» интерпретации материалов ГИС. Под технологической интерпретацией понимается обеспечение задач контроля разработки месторождений нефти и газа по данным ГИС. Эта цель включают в себя научно-техническое обеспечение петрофизической информативности методов ГИС, основанное на результатах исследований и моделирования физических свойств образцов пород нефтегазоносных отложений и вмещающих их пород, на анализе взаимосвязь этих свойств друг с другом, на зависимости их от литолого-минералогических характеристик пород. Оно также включает в себя аналитическое моделирование физических свойств пород объектов исследований.

Отдельной целью и задачей нефтегазовой петрофизики может быть прямая геологическая характеристика литологии и свойств пород в конкретном интервале отбора керна.

Новые возможности повышения достоверности петрофизического обеспечения геологической информативности интерпретации данных ГИС, особенно для объектов ТРИЗ, а также для сложно построенных объектов текстурно-неоднородных пород представляет новая методологии петрофизического работ, основанная на анализе полноразмерных колонок керна и сопоставлениях вида «ГИС-Керн».

Отдельным объектов обсуждения является развитие исследований в направлении технологии цифрового керна, его достоверности и направлений применения.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ КРОСС-ДИПОЛЬНОГО АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

С.В. Белов, к.т.н.
Н.Ю. Чистяков
ООО Предприятие «ФХС-ПНГ»

Предприятие «ФХС-ПНГ» разработало программный комплекс *Parmalog.Acoustic* предназначенный для обработки данных многозондового мультипольного акустического каротажа (АК).

В *Parmalog.Acoustic* реализованы следующие инструменты позволяющие детально обработать зарегистрированные данные:

- 1) оценка качества зарегистрированных данных;
- 2) предварительная обработка;
- 3) определение скорости волн методом *slowness-time-coherence* (STC) [2];
- 4) определение скорости волн путем прослеживания фазы сигнала;
- 5) дисперсионный анализ скорости волн с построением карты *slowness-frequency analysis* (SFA) [4];
- 6) обработка кросс-дипольных данных;
- 7) оценка анизотропии скорости поперечной волны;
- 8) расчет упругих модулей и параметров Томсена.

Предварительная обработка и оценка качества

Обработка данных начинается с этапов предварительной предобработки и оценки качества материала. Предварительная обработка включает демультимплексирование каналов, восстановление истинных амплитуд по каналам усиления и задержки, коррекцию ограничений сигнала и частотную фильтрацию.

Первичная оценка качества включает в себя визуальную оценку волновых картин на наличие сбоев, пропусков записи для разных приемников, проверку правильности выбранных параметров сигнала, идентичности преобразователей.

Эффективным способом визуальной оценки качества является отображение годографа на сейсмограмме с общим источником (рис. 1). На сейсмограмме отчетливо видны «сбойные» трассы, выбивающиеся из массива сигнала.

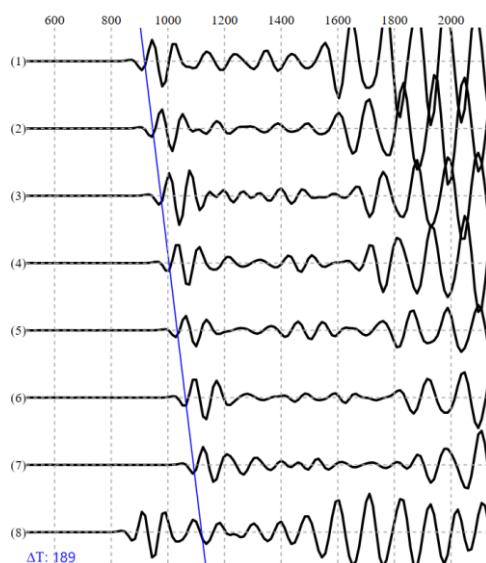


Рис. 1. Сейсмограмма с годографом.

При обработке данных кросс-дипольного АК количество регистрирующих каналов может достигать нескольких десятков, поэтому становится важной процедура автоматической оценки качества исходного материала, выявление сбойных приемников, калибровки их чувствительности приемников. Особенно актуальной идентичность времени прихода волны, спектральных и динамических характеристик становится при обработке данных кросс-дипольной секции прибора, построении быстрой и медленной волн методом Алфорда [4]. На рисунке 2 приведён пример автоматической оценки качества компонент кросс-дипольного сигнала прибора. Для каждого приёмника в массиве оценивается идентичность инлайн и кросслайн сигналов, расхождение по времени и по амплитудам. Наличие протяжённых вертикальных аномалий связано с отклонением характеристик соответствующего приёмника.

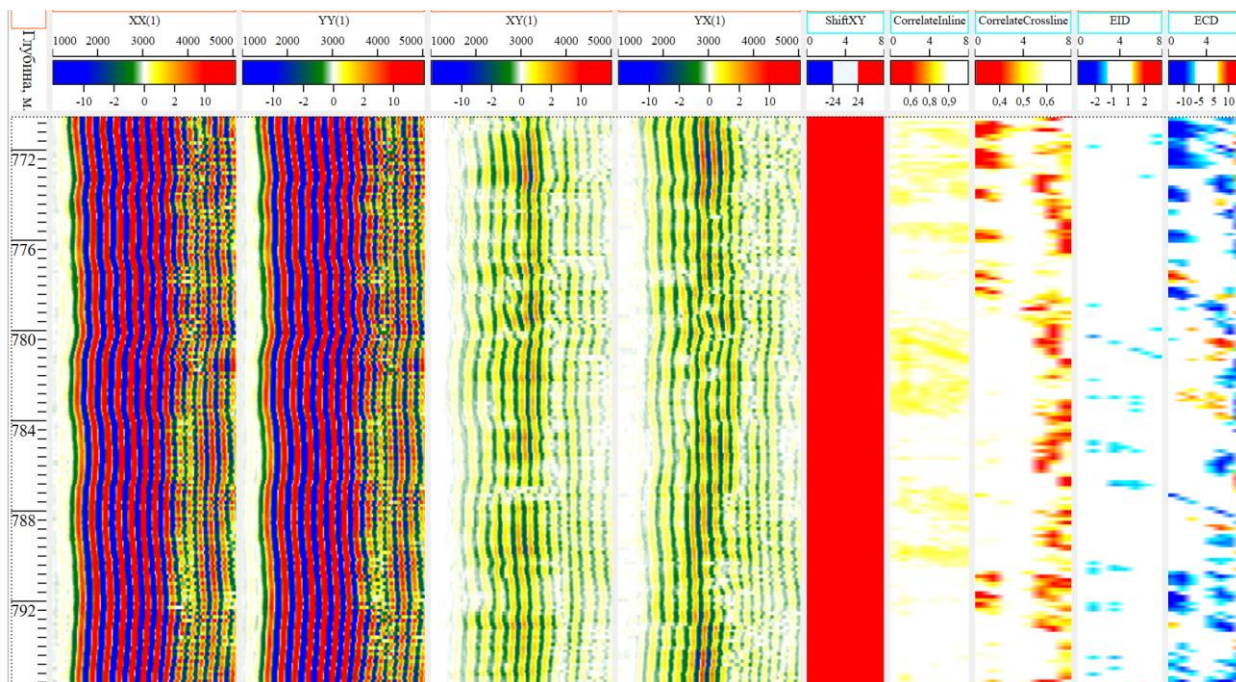


Рис. 2. Оценка качества кросс-дипольных данных. Первые 4 колонки – сигналы для ближнего приемника (XX, YY, XY, YX), ShiftXY – расхождение по времени инлайн компонент (XX-YY), CorrelateInline – коэффициент корреляции инлайн компонент, CorrelateCrossline – коэффициент корреляции кросслайн компонент, EID – расхождение энергии инлайн компонент, ECD – расхождение энергии кросслайн компонент.

Для каждого приемника в табличном виде выводится средняя характеристика по каждому параметру качества (рис. 3) и в случае отклонения от заданных критериев сбойные каналы-приемники выделяются цветом. Быстрая автоматизированная оценка и наглядное представление информации дают возможность интерпретатору указать метрологической службе на необходимость калибровки и поверки прибора или его ремонта.

Таблица характеристик качества

Номер канала	1	2	3	4	5	6	7	8
ShiftXY	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00
CorrelateInline	0,91	0,90	0,91	0,92	0,92	0,91	0,91	0,92
CorrelateCrossline	0,60	0,60	0,66	0,70	0,68	0,58	0,57	0,60
EID	-0,49	-0,77	-0,35	-0,67	-0,55	-0,57	-0,59	-0,61
ECD	-4,85	-4,87	-3,55	-3,02	-2,91	-4,30	-4,42	-2,03

Рис.3. Таблица оценки качества кросс-дипольного сигнала.

Для компенсации выявленных дефектов разработаны процедуры коррекции амплитуд и задержки компонент кросс-дипольного сигнала.

Обработка данных кросс-дипольной секции

При оценке медленности изгибной волны сембланс методом необходимо проводить дополнительный анализ зависимости медленности от частоты сигнала по карте *slowness-frequency-analysis* (SFA) [7]. Ширина максимума когерентности на карте SFA характеризует видимую величину дисперсии медленности изгибной волны. При правильной оценке медленности кривая должна проходить по левому (минимальные значения медленности) краю максимума когерентности на карте SFA (рис. 4). Кроме построения карты SFA дисперсионный анализ может быть применен для поточечной оценки дисперсии медленности изгибной волны. Инструмент дисперсионного анализа применяется для определения причины анизотропии (асимметрия горизонтального напряжения, собственная анизотропия вследствие сланцеватости или трещиноватости, деформация стенки скважины).

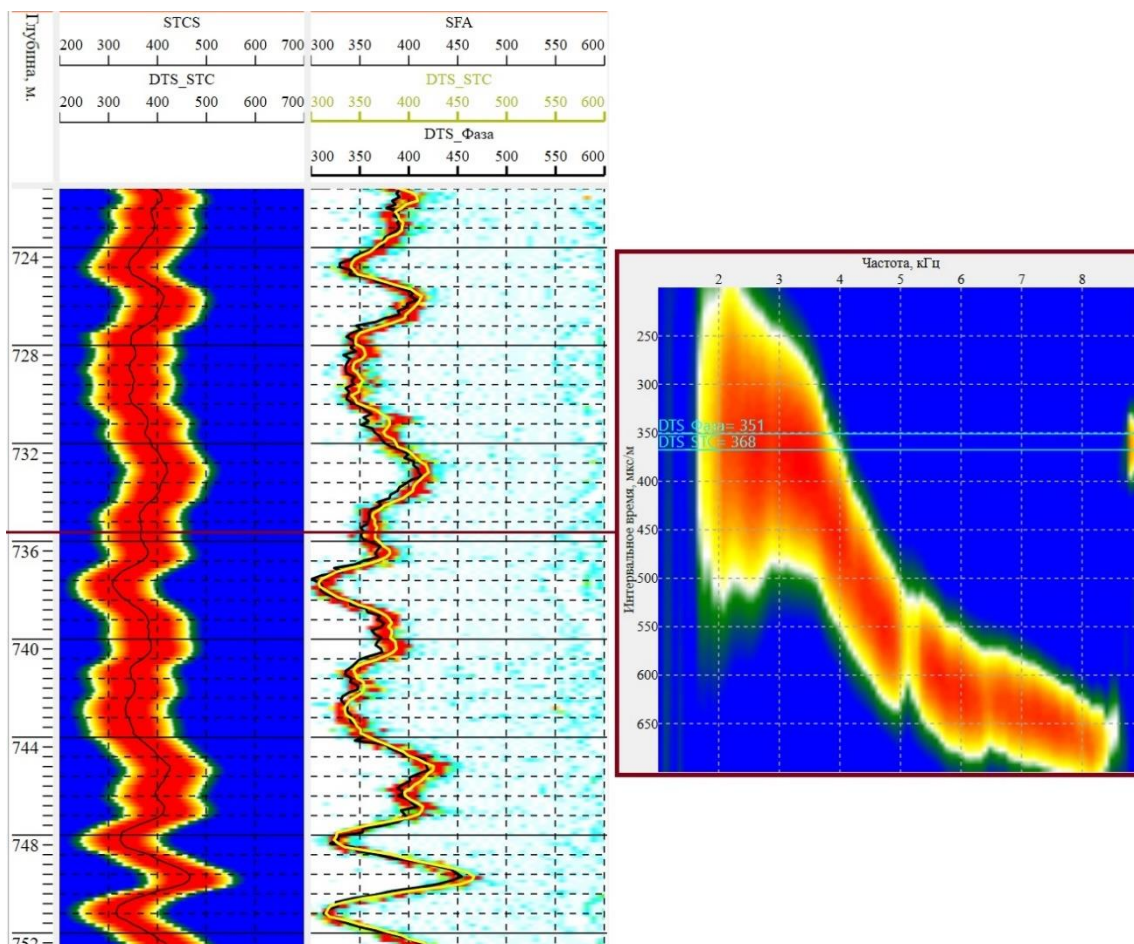


Рис. 4. Оценка кинематических параметров по дипольному сигналу. Слева-направо: 1 – карта STC изгибной волны, 2 – карта SFA, DTS_STC – медленность изгибной волны полученная по карте STC, DTS_Фаза – медленность по диполью, полученная прослеживанием фазы сигнала, 3 – дисперсионный плот на глубине X735.6, значения DTS по STC = 368 мкс/м, по фазе = 351 мкс/м.

Определение азимутальной анизотропии в ПО ParmaLog.Acoustic проводится по модифицированной методике [1, 3, 6], основанной на расчёте специальной объектной функции. Величина и направление анизотропии определяются как когерентностью пакетов быстрой и медленной волн, так и минимизацией энергии кросс-компонент, получаемых при вращении исходного сигнала методом Алфорда. Данный способ позволяет получать более устойчивое решение при небольшой величине анизотропии, а также рассчитывать дополнительные индикаторные параметры качества обработки. Детальный анализ анизотропии позволяет определять причину анизотропии. В примере на рисунке 5 видно расхождение быстрой и медленной волн и наличие высокой анизотропии. Высокая когерентность на диаграмме анизотропии указывает на высокую вероятность наличия анизотропии в направлении 100 градусов с величиной 7%. Сравнение дисперсионных диаграмм быстрой и медленной волн показывает, что на низких частотах скорость быстрой волны больше скорости медленной волны, а на высоких частотах происходит инверсия скоростей быстрой и медленной волн. Таки образом, данный интервал можно отнести к типу стресс-индуцированной анизотропии.

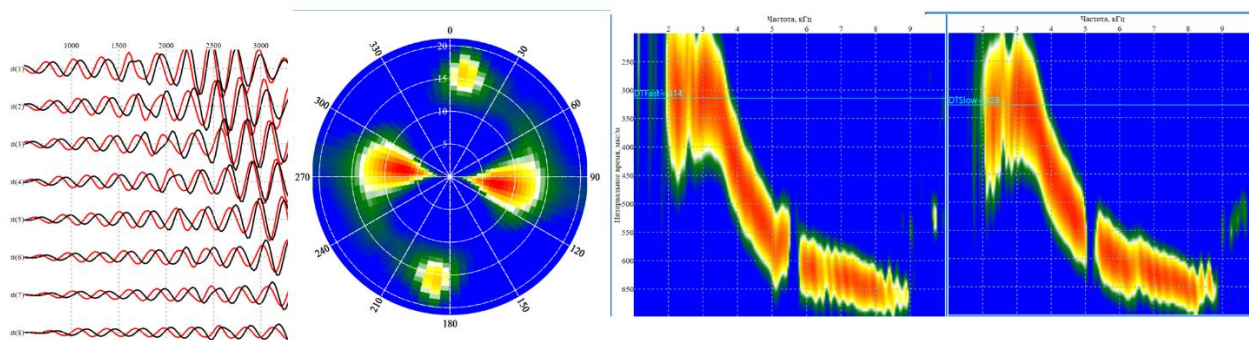


Рис.5. Детальный анализ анизотропии в Скважине 2 в интервале X111 – X140. Слева – направо: 1 – сейсмограммы быстрой (красная) и медленной(черная) волны, 2 - диаграмма сечения объектной функции анизотропии, 3 – дисперсионные диаграммы быстрой(слева) и медленной(справа) волны

Качественная обработка данных таких приборов кросс-дипольного АК как АКП-90ХД, MPAL, Sonic Scanner невозможна без тщательного анализа данных и вариативности обработки. ПО *ParmaLog.Acoustic* предоставляет возможность простым путем получать и сравнивать различные варианты обработки, подбирая оптимальные параметры и выбирая для интерпретации и выдачи в заключениях наиболее адекватный результат.

Список литературы

1. Белов С.В., Чистяков Н.Ю. Оценка анизотропии пласта по данным мультипольного акустического каротажа // Нефть.Газ.Новации, ISSN 2077-5423, Самара, 2019, №2, с. 60-64.
2. Белов С.В., Ташкинов И.В., Шумилов А.В. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ. «Программный комплекс «ParmaLog. Acoustic» (Обработка данных мультипольного акустического каротажа)» // Свид. RU 2019661637. Оpubл. 05.09.2019.
3. Адиев Р.А., Белов С.В., Крючатов А.Д., Чистяков Н.Ю., Хакимова Ж.А., Шумилов А.В. Совершенствование технологии обработки данных новых приборов мультипольного акустического каротажа. // Нефтяное хозяйство, ISSN 0028-2448, Москва, 2022 август, выпуск 1186, стр. 100-106
4. Alford R.M. Shear data in the presence of azimuthal anisotropy // Presented at the 56th Annual SEG Meeting, 1986.
5. Saxena V., Krief M., Adam L. Handbook of Borehole Acoustics and Rock Physics for Reservoir Characterization // Elsevier, 2018.
6. Tang X., Chunduru R.K. Simultaneous inversion of formation shear-wave anisotropy parameters from cross-dipole acoustic-array waveform data // Geophysics, 1999, 64(5).
7. Tichelaar B.W., Hatchell P.J. Inversion of 4-c borehole flexural waves to determine anisotropy in a fractured carbonate reservoir // Geophysics, 1997, 62(5).

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

**ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТКИ
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ПЕРМСКИХ
РЕЗЕРВУАРОВ ВОСТОКА РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ С УЧАСТИЕМ МАЛЫХ И
СРЕДНИХ НЕФТЯНЫХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ**

*Утопленников В.К., Драбкина А.Д.
Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д.3
vutoplennikov@ipng.ru*

Аннотация

Нижнепермские карбонатно-сульфатно-соленосные отложения юго-восточной погруженной части Восточно-Европейской платформы являются потенциальным резервом нефтедобычи ввиду их региональной нефтегазонасыщенности, свидетельствующей о больших трудноизвлекаемых запасах углеводородов (УВ). В мегарезервуарах продуктивные залежи, залегающие на небольших глубинах (300-700м.), в районах с развитой инфраструктурой нефтедобычи и нефтепереработки, позволяют обеспечить рентабельно поиск, разведку и добычу нефти, газа и битума из нижнепермского нефтегазонасного комплекса, содержащего трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) УВ.

Многолетние научно-исследовательские и опытно-промышленные работы по выявлению залежей нефти и газа в нижнепермских отложениях платформенной части Западного Башкортостана, юго-востока Татарстана и Оренбургской области и их опытно-промышленная эксплуатация послужили основой написания доклада.

В результате исследований выделены перспективные участки для проведения геологоразведочных работ с целью поисков залежей нефти сложноэкранированного типа в карбонатных коллекторах Республики Татарстан, Республики Башкортостан и Оренбургской области: Шалтинско-Хансверкинский (РТ), Кулбаевско-Рятамаский (РБ), Тарказинско-Аркаевский (РБ, Оренбургская область) и установлена их промышленная нефтегазонасыщенность.

Ключевые слова: Нижнепермские карбонатные отложения, сложноэкранированные залежи, литолого-фациальные факторы, перспективные участки.

Материалы многолетних геологоразведочных работ показали очень высокие перспективы выявления промышленных залежей УВ в нижнепермских отложениях на пограничных территориях юго-запада Башкортостана, юго-востока Татарстана и север, северо-запада Оренбургской области на глубинах 300-700м. Открытие в верхней части разреза в пределах многопластового Знаменского месторождения Бахтинской структурно-рифогенной нижнепермской ловушки нефти в Башкортостане подтвердило их промышленную нефтегазонасыщенность (рис.1,2). Здесь проводится опытно-промышленная эксплуатация с применением глубинных насосов различного типа. Открыты несколько нижнепермских залежей нефти и газа структурно-стратиграфического и рифогенного типа и на юго-востоке Татарстана (Николашкинская, Гусиная, Хансверкинская, Екатериновская и др.) где проводятся работы по получению промышленных притоков нефти. Из скважины 6 Хансверкинской площади получен приток попутного газа дебитом 14 тыс.м³/сут через 8-мм штуцер, хотя по керну испытываемый интервал представлен нефтенасыщенными доломитами и известняками (рис.3). Имеются многочисленные перспективные локальные структуры и на севере Оренбургской области, однако промышленных притоков из нижнепермских отложений не получено.

При постановке геологоразведочных работ следует иметь четкое представление о доминирующих литолого-фациальных и тектонических факторах с наличием системы глубинных разломов субширотного простирания трансформного типа и зонами развития

конформных разломов субмеридионального простирания, контролирующими преимущественно грабенообразные прогибы и горстовидные зоны поднятий. Отмеченные особенности обуславливают развитие зон нефтегазонакопления на субширотных террасах, в зонах пересечения с грабенообразными прогибами с практически полным их заполнением углеводородами (тектонически-экранированные, биостромные и биогермные залежи, обеспечивающие большие, но трудноизвлекаемые запасы УВ в низкопроницаемых коллекторах (5-10мд.) пермских резервуаров, содержащих высоковязкие нефти [1].

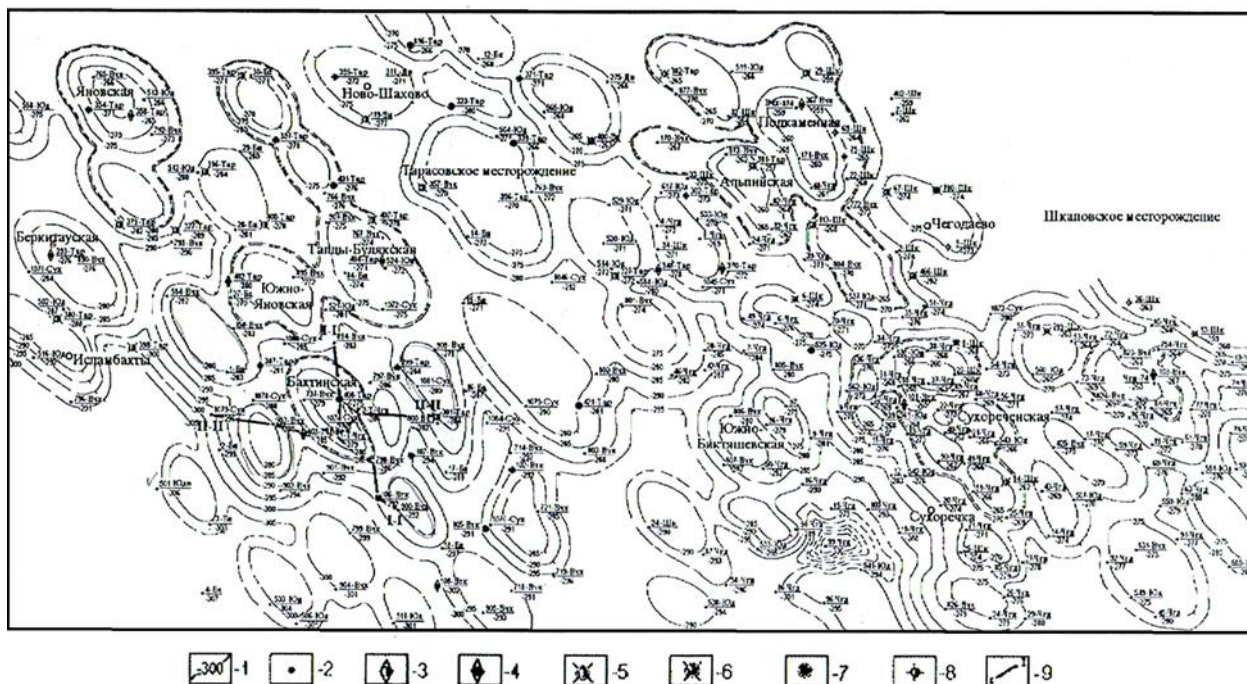


Рисунок 1. Структурная карта по кровле репера Р4 кунгурского яруса Тарказинско-Чегодаевской зоны Западного Башкортостана: 1-стратоизогипсы (проведены через 5м.); 2-скважины структурные; 3-скважины поисковые, ликвидированные после бурения; 4-скважины поисковые нефтяные; 5-скважины разведочные, ликвидированные после бурения; 6-скважины разведочные, ликвидированные после опробования; 7-скважины разведочные нефтяные; 8-скважины нагнетательные эксплуатационные; 9-геологический профиль I-I.

Наличие разломов также обуславливает развитие протяженных по глубине и по латерали зон повышенной трещиноватости, обеспечивающих вертикальную и горизонтальную миграцию УВ и их дальнейшее распределение по латерали по зонам развития коллекторов шельфовых резервуаров нижнепермского комплекса под кунгурским флюидоупором. Наличие коллекторов и надежных флюидоупоров способствовало образованию промышленных залежей УВ практически на всей территории юго-восточного склона Русской платформы. Нижнепермские отложения верхней части разреза, регионально нефтегазоперспективны и представляют собой объект нефтегазодобычи, возможно в ближайшей перспективе сопоставимый с продуктивными горизонтами девона и карбона, но требующий применения инновационных современных технологий разработки с использованием бурения горизонтальных и наклонных скважин с интенсификацией притоков виброударным и сейсмоакустическим воздействием с использованием термических методов добычи. К термическими методам добычи высоковязких нефтей относятся: циклическая закачка пара, гравитационное дренирование с помощью пара, внутрипластовое горение, нагрев призабойной зоны электрическими нагревателями, или СВЧ источниками.

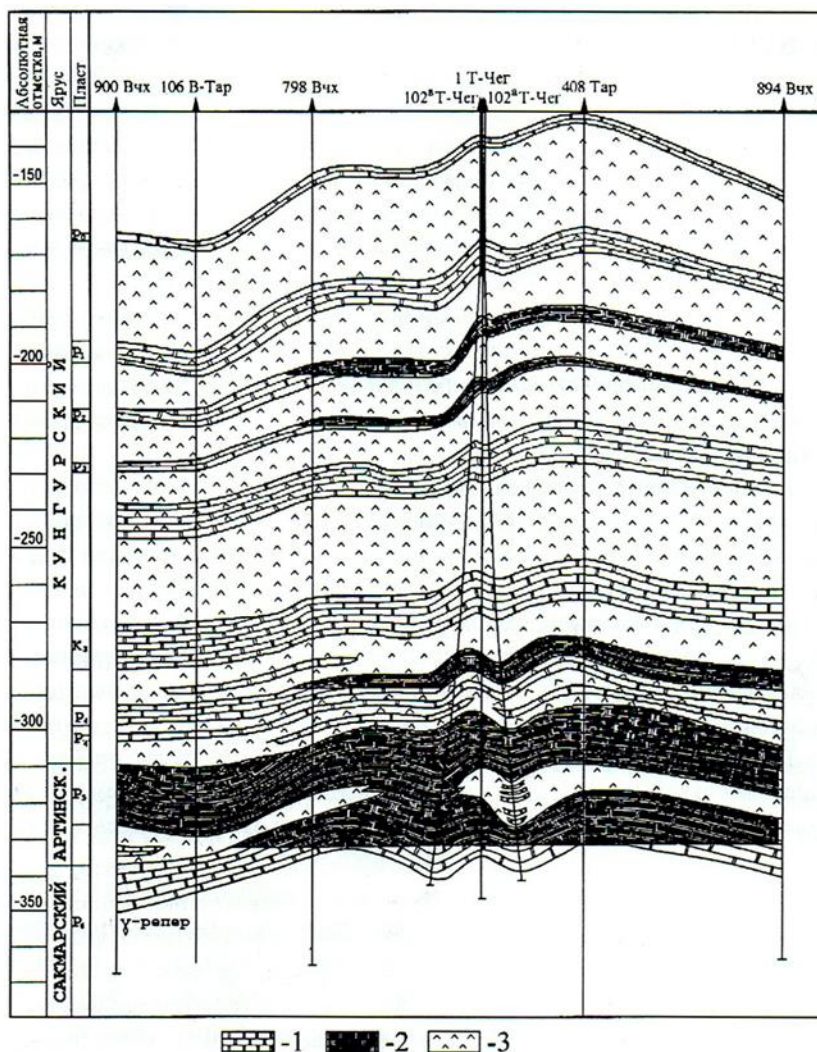


Рисунок 2. Геологический разрез Бахтинской структуры по профилю I-I: 1- доломит; 2- доломит нефтенасыщенный; 3- ангидрит.

Анализ проведения геологоразведочных работ в нижнепермских отложениях в Башкортостане свидетельствует о недостаточном учете вышеуказанных факторов при бурении структурных и разведочных скважин. В пробуренных скважинах недостаточно применялся расширенный комплекс ГИС, широкий спектр петрофизических исследований керна, практически полностью отсутствуют геофизические и гидродинамические (потометрические) исследования в процессе освоения и испытания скважин [1].

Несколько иная ситуация в Татарстане. Здесь периодически осуществлялось целевое финансирование геологоразведочных работ на нижнепермские отложения с расширенным комплексом исследований, но не учет тектонических и литофациальных особенностей и отсутствие технологий по оптимальному вскрытию и освоению скважин не позволили пока получить промышленно значимые притоки нефти из большинства выявленных залежей УВ. Работы в настоящее время продолжаются [2,3].

На севере Оренбургской области в последнее время целевых геологоразведочных работ в нижнепермских отложениях не проводилось.

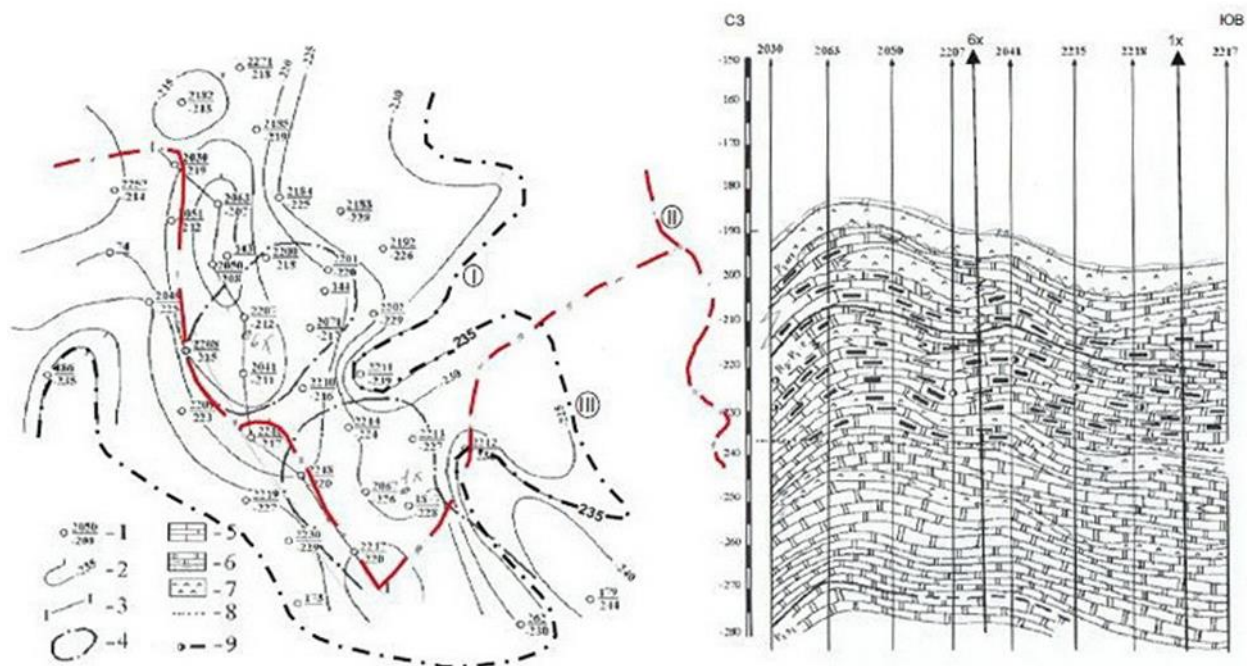


Рисунок 3. Геологическая информация по Хансверкинскому участку: а – структурная карта по кровле репера $R_p - P_1-e$; б – геологический профиль по линии I-I: 1 – номер скважины (вверху), абсолютная отметка кровли репера $R_p - P_1-e-P_{1s}$ (внизу); 2 – изогипсы по кровле репера $P_1-e - P_{1s}$; 3 – линия геологического профиля отложений $P_{1s} - P_{1art}$; 4 – контур перспективных участков; 5 – известняк; 6 – доломит, известняк глинистый; 7 – ангидрит; 8 – предполагаемая отметка водонефтяного контакта нижнепермской залежи нефти; 9 – нефтепроявления в отложениях $P_{1s} - P_{1art}$; 10 – административные границы: I – Респ. Татарстан; II – Респ. Башкортостан; III – Оренбургская обл.

Рассматриваемые территории достаточно хорошо изучены структурным бурением наземной сейсморазведкой по отложениям перми, карбона и девона, что дает значительную базу постановки параметрического геологоразведочного бурения с проведением современного комплекса исследований верхней части разреза. Предлагается следующая методика работ:

- Сбор, анализ и переинтерпретация геолого-геофизических материалов. Выделение наиболее перспективных локальных участков в пермских отложениях (доразведка архивов) и проведения сейсморазведки 2D для подготовки объектов для бурения [4].
- Бурение поисково-разведочных скважин на участках с расширенным комплексом ГИС в верхней части разреза, с полным отбором и петрофизическими анализами керна, опробованием и испытанием перспективных интервалов (с геофизическими и гидродинамическими исследованиями и интенсификацией притока).
- Подсчет запасов нефти и газа по открытым залежам.
- Опытно-промышленная эксплуатация кустовым способом наклонно-направленными скважинами с использованием технологий интенсификации притоков.

Наиболее оптимальным является совмещение поисково-разведочного этапа с опытнo-промышленной эксплуатацией путем кустового бурения вертикальной и наклонно-направленных скважин. Для увеличения площади охвата исследованиями рекомендуется проведение также скважинной сейсморазведки (ВСП, НВП, МОГ и др. в комплексе с сейсморазведкой 2D и 3D). Такая технология позволит получить за минимальный промежуток времени целостную картину по определенному перспективному участку с конкретной оценкой геологических запасов УВ и его добычных возможностей, а также определить наиболее рациональный способ разработки залежей.

Для сокращения сроков геологоразведочных работ бурение скважин целесообразно начать на 3 участках-полигонах отлицензированных согласно ФЗ №396 от 02.12.2019 г., расположенных на смежных территориях Башкортостана, Татарстана и Оренбургской области. Это позволит сконцентрировать технические средства и специалистов для скорейшей оценки промышленной нефтегазоносности конкретного участка, обеспечить единый методологический подход и оперативно корректировать различные технологии и наработанный опыт по обработке и интерпретации геолого-геофизических и гидродинамических материалов в рамках проектов пробной эксплуатации.

Одним из высокоперспективных является участок, расположенный в районе д. Кулбаево (РБ), второй в районе д. Николашкино (РТ) и третий д. Хансверкино (РТ). Это наиболее перспективные участки с установленной нефтегазоносностью. На Кулбаевской площади из нижнепермских отложений в скважине 5 получен значительный приток нефти дебитом до 60 м³/сут.

На Хансверкинской площади тестировочными поисковыми скважинами 1 и 6 вскрыта нефтегазонасыщенная зона в отложениях артинского и сакмарского ярусов мощностью более 50 м. Анализ геологических материалов свидетельствует о широком развитии нижнепермских структур различного генезиса, на пограничной территории Татарстана и Башкортостана северо-запада Оренбургской области (рис.3).

Начатые ранее исследования [1,2,3,4,5] по изучению сложнопостроенных нефтенасыщенных карбонатных коллекторов нижнепермских отложений необходимо продолжить, используя комплексный подход при их проведении.

Выводы:

1. Анализ геолого-геофизических материалов и данных по нефтегазоносности нижнепермских отложений по смежным территориям западной части Башкортостана, юго-востока Татарстана, северной части Оренбургской области подтвердил их высокие перспективы нефтегазоносности.

2. Выполнены структурные построения по кровле репера К4 в подошве кунгурского яруса, позволившие выделить основные региональные закономерности размещения структурно-фациальных зон и приуроченных к ним зон нефтегазонакопления.

3. Уточнены геолого-геофизические модели Бахтинского и Хасверкинского нижнепермских месторождений нефти и газа в ловушках рифогенного и комбинированного типов.

4. Оценены коллекторские, фильтрационно-емкостные и физические свойства образцов горных пород, позволившие выделить нефтенасыщенные пласты-коллекторы и использовать их при интерпретации стандартных и новых методов ГИС. Полученные данные используются при подсчете запасов нефти и газа и постановке их на государственный баланс. Для рентабельной разработки залежей и месторождений пермского мегакомплекса требуется организация полигонов в соответствии с ФЗ № 396 от 02.12.2019 для отработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых запасов с целью обоснования параметров и критериев трудноизвлекаемости УВ сырья

Тезисы написаны в рамках выполнения государственного задания 122022800253-3 Научно - методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла

Информация об авторах:

Утопленников Владимир Константинович, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия.

Для контактов: vutoplennikov@ipng.ru

Драбкина Анастасия Дмитриевна, младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия.

Для контактов: anastasiadrabkina@gmail.com

Литература

1. Утопленников В.К., Самигулин Х.К., Антонов К.В. и др. Нижнепермский нефтегазоносный комплекс платформенной части юго-запада Башкортостана. Москва, Издательство Академии горных наук, 2000 г. 271 с.
2. Хисамов Р.С., Гатиятулин Н.С., Сухов К.А., Ахмештин А.З. Выделение нефтеперспективных участков в нижнепермском комплексе западного склона Южно-Татарского свода. Статья в НТЖ «Георесурсы» 1. (60) 2015 с 54-61.
3. Хисамов Р.С., Екименко В.А., Добровольская К.К., Марковская Т.В. Изучение верхней части разреза осадочного чехла и поиск высокозалегающих залежей сверхвязкой нефти сейсморазведочными работами МОГТ - 2D н территории Республики Татарстан. Статья в НТЖ «Георесурсы» т.18 №4 ч.2 2016 г. с.300-305
4. Гуторов Ю.А., Косолапов А.Ф., Утопленников В.К. Перспективы и пути расширения углеводородно-сырьевой базы Башкортостана на основе применения нетрадиционных технологий добычи УГНТУ, г. Уфа 2012 г., 212 с.
5. 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. ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Казань, Издательство «Наследие нашего народа» 2022 г.

**РЕАЛИЗАЦИЯ ВТОРИЧНЫХ РЕСУРСОВ ПРОИЗВОДСТВА
ВЫСОКОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ В СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ В
УСЛОВИЯХ САНКЦИОННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ**

*Щукин Юлий Григорьевич, д.т.н., профессор
Костюченко Сергей Леонидович, д.г.-м.н.,
почетный разведчик недр, член-корр. РАЕН*

В условиях санкционных ограничений и как следствие увеличение потребления для нужд Минобороны РФ высокоэнергетических материалов (ВЭМ) типа гексогенотрилового состава остро возник вопрос заменяемости остродефицитных материалов для производства сейсмозарядов (СЗ), зарядов интенсификации отдачи нефтегазоносных пластов и т.д. сырьевому сектору российской промышленности.

Определённый опыт предприятий АО «Брянский химический завод имени 50-летия СССР», ФКП «Авангард» и ООО «НТЦ «Взрывобезопасность» использования ВЭМ в виде компонентов списанных боеприпасов имеется, однако в полном объёме их производства для покрытия дефицита недостаточно.

Некоторые массогабаритные и взрывчатые характеристики списанных ВЭМ даны в таблице 1,2.

Таблица 1

Марка шашки	Марка БРТТ	Длина, мм	Диаметр, мм	Диаметр канала, мм	Масса, кг
ШБТ-5,2/145	НМФ	200	145	32	5,2
ШБТ-11,5/138	РСИ	850	Max 138 Min 92	Max 24 Min 14,5	11,5
ШБТ-11,3/110	РСИ	895	Max 110 Min 102	25,5	11,3
ШБТ-9,3/104	РСИ	895	Max 104 Min 98	13,5	9,3
ШБТ-5,0/65	БНК		65	10	5,0

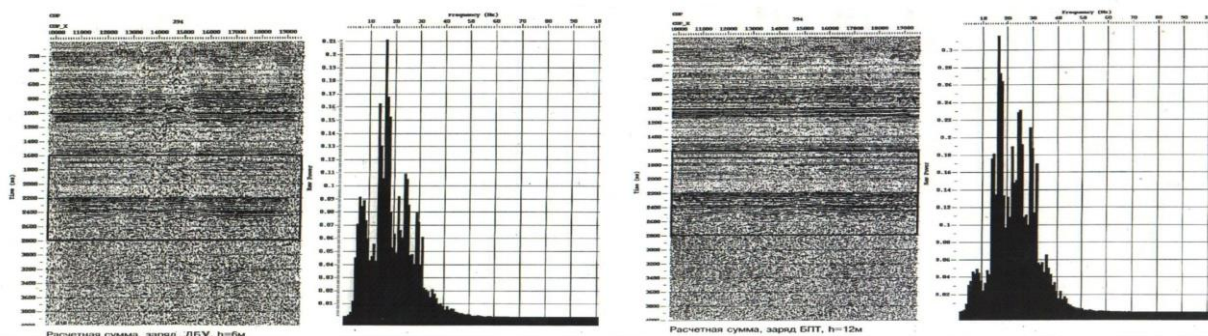
Таблица 2

№ п/п	Марка ВВ	Чувствительность к удару, %	Скорость детонации, м/с	Фугасность, см	Бризантность, мм	Плотность заряда, кг/м ³
1.	МС	20	7600	490	20-22	1700
2.	ТГАФ-5	40-44	350	468	21	1700
3.	Гекфол	35-41	8100	490	24	1700
4.	Окфол	8-20	8600	-	23	1600

1

Анализ табличных данных показывает возможность их применения например в качестве сейсмозарядов из твёрдого ракетного топлива в условиях Крайнего Севера (т.е. высокой обводнённости, длительного нахождения в воде), в которых СЗ из штатных ВВ не эффективны. Что было подтверждено при сейсмондировании земной коры на Полярно-Уральском трансекте протяженностью 500 км.

Применение некоторых компонентов боеприпасов по сравнению со штатными ЗС обеспечивают более устойчивый сейсмосигнал. На рис.1 показано, что при идентичной массе требуется глубина скважины в 1,5-2,0 раза меньше, чем при штатном ЗС.



Сейсмограмма взрыва заряда СКЗИ, при глубине скважины - 6м.
Сейсмограмма взрыва заряда БПТ, при глубине скважины-12м.

Рис.1. Сравнительная характеристика БПТ и ЗСКД

Сравнительные характеристики взрывчатых веществ: тротила и баллистических ракетных твердых топлив (БРТТ) даны в таблице 3.

2

Таблица 3

Наименование ВЭМ	Скорость детонации, км/с	Водостойкость, не менее суток	Плотность, г/см ³	Кислородный баланс, %	Выделение СО, л/кг	Роботоспособность, сам ³	Удельное объёмное сопротивление, Ом·м	Частота взрыва к удару по ГОСТ 4545 в таблице №1, %	Удельный объём порошков взрыва	Корпус	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТНТ (комбинированный заряд из прессованной и литой шашки)	6,2-6,8		1,55 - 1,57	-74	33 1	28 5	10 ⁷ -10 ¹⁰	20	750 - 870		-
- прессованный - литой		7 30								Полиэтиленовая оболочка по всему периметру заряда.	

БРТТ	7,0- 7,3	30	1,58 - 1,68	- (28- 38)	20 8	37 5	10^8 - 10^9	не более 40	880 - 960	Термоусадочный рукав по цилиндрической поверхности заряда.	По заявке Заказчика .Предпочтительно 50 мм, 92 мм, 103 мм.
------	-------------	----	-------------------	------------------	---------	---------	-----------------	-------------------	-----------------	--	---

3

Анализ табличных данных показывает преимущество гирляндовых зарядов, снаряженных БРТТ к тротилом. Массовогабаритные характеристики, требования к таре, способ инициирования, уровень безопасности СЗ обоих типов ВЭМ идентичны:

- по удельной энергоемкости: за счет больших значений скорости детонации, удельной плотности, работоспособности и объема газовыделения;

- по экологическим параметрам: меньшее выделение окиси углерода, лучший показатель параметра кислородного баланса;

- по надежности:

1. Вставка из прессованного тротила в заряде после семи дней выдержки в воде теряет чувствительность, что сопряжено с отказами.

2. Зазор между шашками гирлянды в виде двух полипропиленовых стенок корпусов сейсмозаряда повышает вероятность прерывания детонации в гирлянде, т.е. не исключается частичное срабатывание заряда.

- по ценовым показателям: стоимость ТНТ на 10-15% выше стоимости БРТТ. Кроме того более сложный корпус зарядов на основе ТНТ дополнительно увеличивает стоимость зарядов и сейсморабот в целом.

Повышенная зона неупругих деформаций, как условие оптимального соотношения сигнал-помеха может достигаться зарядами так называемого «растянутого» импульса, т.е. при разработке СЗ целесообразно исследовать не только свойства ВВ заряда, но и характер развития ударного и детонационного фронта.

С этой целью целесообразно испытать заряды тандемного характера действия.

Для создания эффективного СЗ необходимо более точно сформировать требования к амплитудно-частотным характеристикам сигнала, при этом условии разработка СЗ будет менее затратной, а их применение позволит вести сейсморазведку при ширине приемных линий 1-1,5 м, а линий возбуждения 2-3 м.

Вторым направлением увеличения объема материалов для производства СЗ - более рационально их использование при разработке полезных ископаемых.

Веками взрывание зарядов производится по крайне неэффективной и вредной для экосистемы схеме – направление ударного импульса в атмосферу или в unplanned для добычи массив.

Рассмотрим p,u -диаграмму (рис.2, p -давление, u -массовая скорость). Кривая OB' -ударная адиабата среды, точка A соответствует параметрам детонации $ВВ$: p_J – давление детонации, u_J – массовая скорость продуктов взрыва (ПВ). AB – изоэнтропа разгрузки ПВ, пересечение которой с ударной адиабатой среды (точка B) определяет параметры ударной волны ($УВ$), возникающей в среде при перпендикулярном падении детонационного фронта на её поверхность. Точка B соответствует максимальным параметрам $УВ$ в среде. Точка B' соответствует параметрам $УВ$ при скольжении детонационного фронта по поверхности.

4

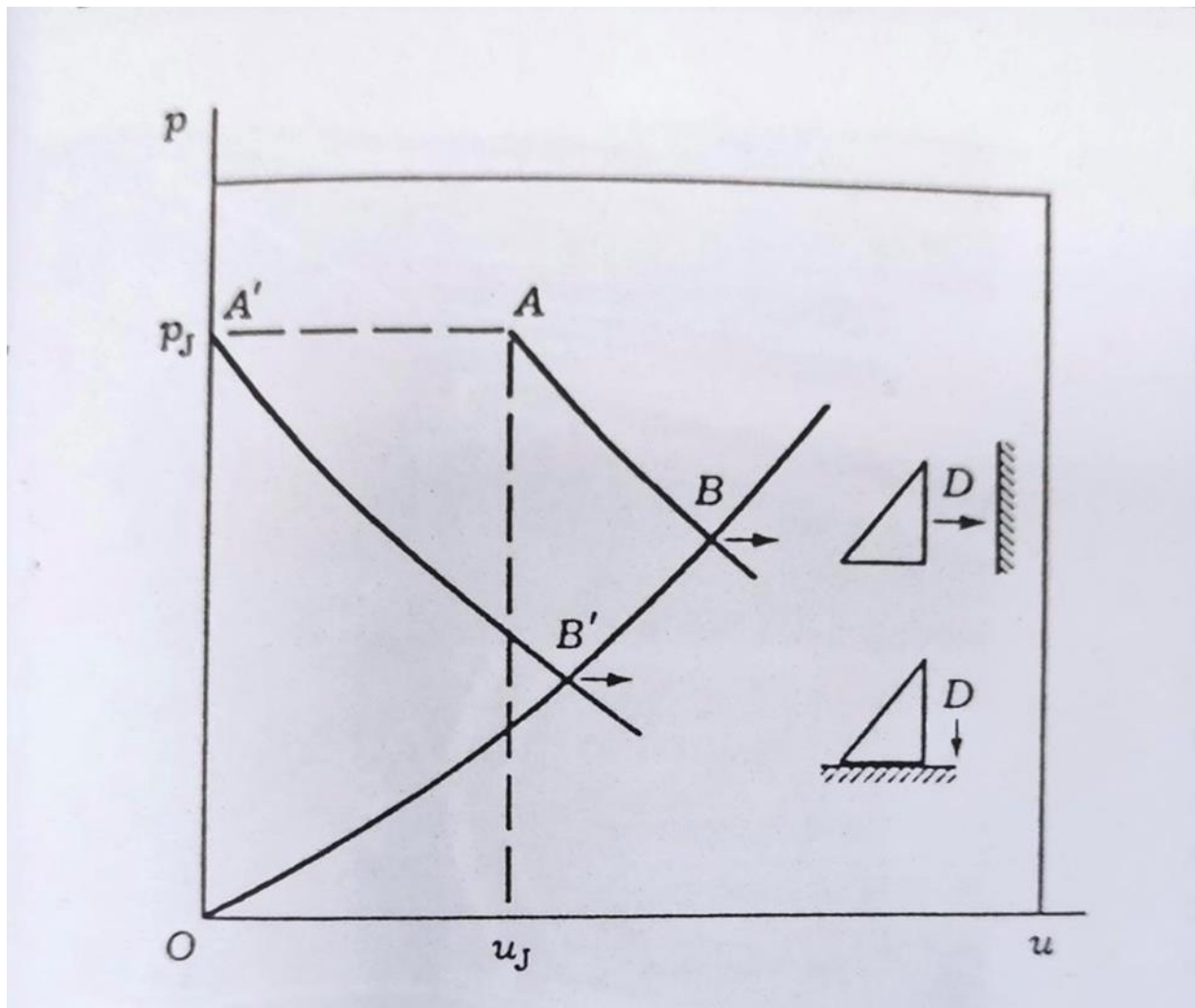


Рис. 2. p,u - Диаграмма:

AB и $A'B'$ – изоэнтропы ПВ для прямой и скользящей детонации, D – направление детонационной волны.

Когда фронт детонации скользит по поверхности среды, параметры $УВ$ в среде точка B' . Расчеты показывают, что давление и массовая скорость отличаются примерно в два раза.

Т.о., увеличить эффективность взрыва можно лишь путем увеличения угла падения детонационного фронта на границу раздела «заряд $ВВ$ -среда».

Из анализа практических данных следует, что удельный расход сокращается в 2,5-3,0 раза, значительно увеличивается выход мелких фракций и уменьшается объем некондиционных фракций.

Однако главное преимущество новой (революционной) технологии применения, т.е. применение бинарного заряда - повышение объёма раскрытия минерала.

Многokратное прохождение ударных и отраженных волн через неоднородные структуры вмещающих пород и минералов при горизонтальном направлении ударного импульса существенно нарушает связи двух неоднородных компонентов.

Опыт АО «Ковдорский ГОК» применения этой технологии (при неизменных затратах) показал, что увеличение объёма добычи минерала многократно.

ВЫВОДЫ:

1. В условиях санкционных ограничений для отечественного производства СЗ широкой номенклатуры и в полном объеме, успешно могут быть использованы компоненты списанных боеприпасов.

2. Для обеспечения максимального соотношения сигнал/помеха при взрыве ЗС из материалов по п.1. заказчику необходимо сформулировать конкретные требования к амплитудно - частотным характеристикам сигнала.

Литература

1. Белин В.А. Внедрение параметрического ряда высокоэффективных взрывчатых материалов на основе утилизируемых боеприпасов при разведке и разработке месторождений полезных ископаемых. Москва: Рудвзрыв, 2003, 23 стр.
2. Бовт А.Н., Харьков В.И. Мониторинг последствий взрывов при разведке и разработке полезных ископаемых с применением промышленных ВВ на основе твердых топлив ракет и боеприпасов. Москва: ГЕОН, 2000, 99 стр.
3. Бовт А.Н. Обоснование выбора взрывчатых материалов и технологии взрывных работ для целей глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) и метода преломленных волн (МПВ) в условиях вечной мерзлоты и обводненных грунтов. Москва: НТЦ Росвзрывобезопасность, 2007, 82 стр.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ЗАДАЧ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

*Ю.Г.Богаткина (ИПНГ РАН), О.Н.Сарданашвили
(ИПНГ РАН), О.А.Степанкина (РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина)*

Эффективность освоения запасов природных углеводородов может быть определена только на основе их технико-экономической оценки. В связи с этим все большую значимость приобретает применение эффективных методов аналитических исследований в этой области с применением компьютерного моделирования.

Сложность такого моделирования заключается в начальном сборе информации и постоянном ее обновлении, так как каждое месторождение уникально и имеет свои индивидуальные технологические и экономические показатели разработки, а также налоговые модели.

С этой целью создан комплексный научно-методический подход по технико-экономической оценке запасов природных углеводородов в автоматизированном режиме, учитывающий все инвестиционные циклы нефтегазовых проектов.

Для реализации этого подхода в ИПНГ РАН была разработана интеллектуально-логическая система (ИЛС) «ГРАФ» [1 -3].

Система предназначена для технико-экономической оценки нефтегазового инвестиционного проекта на основе расчета основных оценочных критериев - потока денежной наличности и чистого дисконтированного дохода недропользователя, прибыли, внутренней нормы рентабельности, а также дисконтированного дохода государства.

Основными задачами системы являются

- Оперативный учет калькуляции динамики затрат недропользователя (капитальные вложения, эксплуатационные затраты, включая амортизацию основных фондов и налоги недропользователя);
- Обоснование рационального варианта на базе критериев технико-экономической эффективности по вариантам разработки и доработки месторождений с применением различных методов повышения нефтеотдачи.

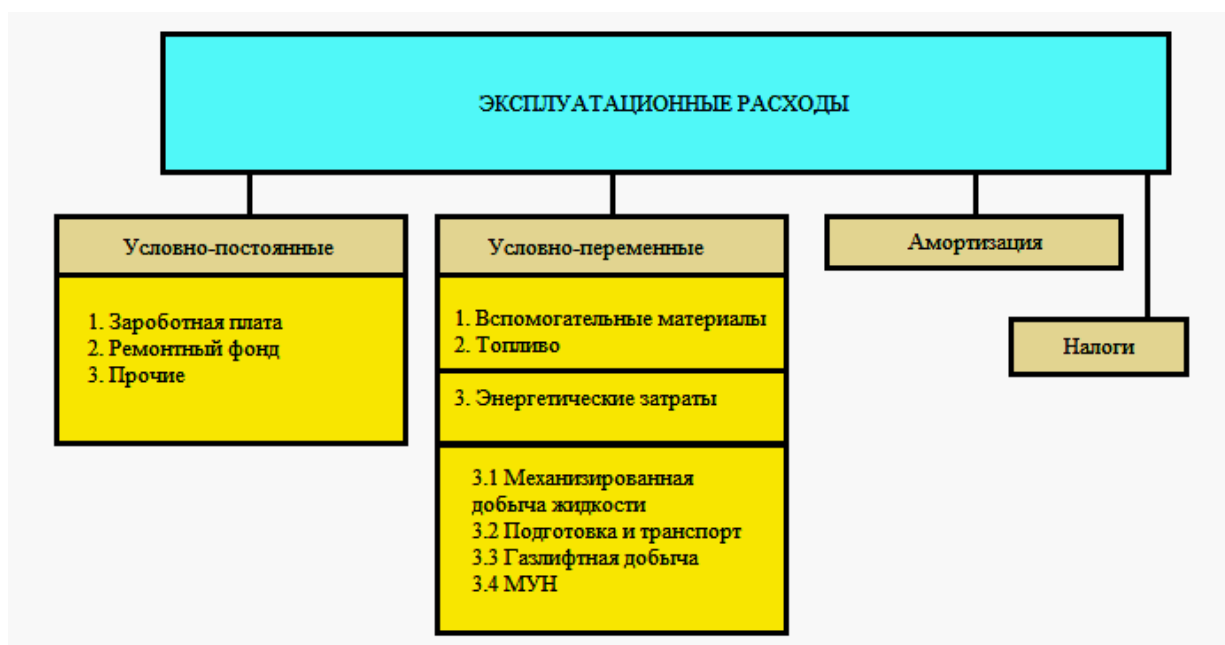
Модель базы данных по нормативам капитальных вложений для месторождений предусматривает удельные затраты в бурение скважин и обустройство промысла, а также удельные нормы затрат в оборудование не входящее в сметы строек. Модель представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 - Модель базы данных по нормативам капитальных вложений

Модель базы данных по нормативам эксплуатационных затрат включает в себя удельные нормы на обслуживание и ремонт скважин, расходы на заработную плату, а также на вспомогательные материалы, на топливо и энергетические затраты. В состав эксплуатационных затрат входят также налоги и амортизация основных фондов. Модель представлена на рисунке 2.

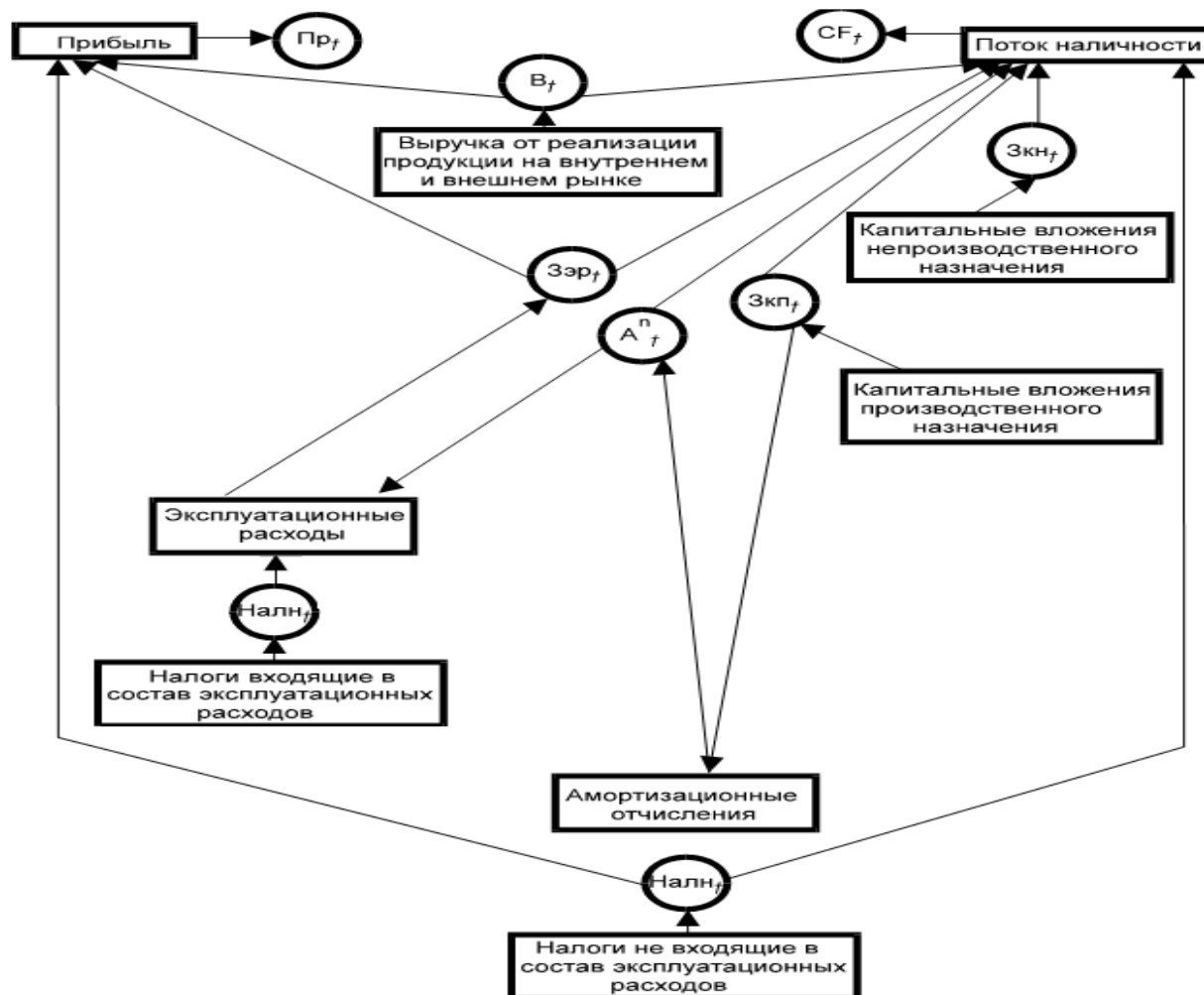
Рисунок 2 - Модель базы данных по нормативам эксплуатационных затрат



Модель базы данных технологических показателей включает в себя прогноз бурения скважин и ввод их в эксплуатацию, а также прогнозный фонд добывающих и нагнетательных скважин. Модель предусматривает также прогноз динамики объемных показателей, а именно годовую динамику закачки рабочих агентов и годовую динамику добычи углеводородов.

В систему также входит база знаний, включающая в себя расчетные формулы и алгоритмы технико-экономических показателей в виде семантических сетей. Структура базы знаний предметной области показана на рисунке 3.

Рисунок 3 - Структура базы знаний предметной области



Состав технико-экономических показателей представлен в виде общего - структурного графа, который в свою очередь состоит из следующих графов:

- граф капитальных вложений;
- граф эксплуатационных затрат;
- граф расчета амортизации
- граф налоговых отчислений в составе эксплуатационных затрат;
- граф налоговых отчислений вне эксплуатационных затрат;
- граф расчета основных технико-экономических критериев.

Структурная схема работы системы «ГРАФ» представлена на рисунке 4. Одни доли графа содержат расчетные формулы, а другие доли содержат параметры расчетных формул. При этом связь между формулами осуществляется с помощью вершин-параметров.

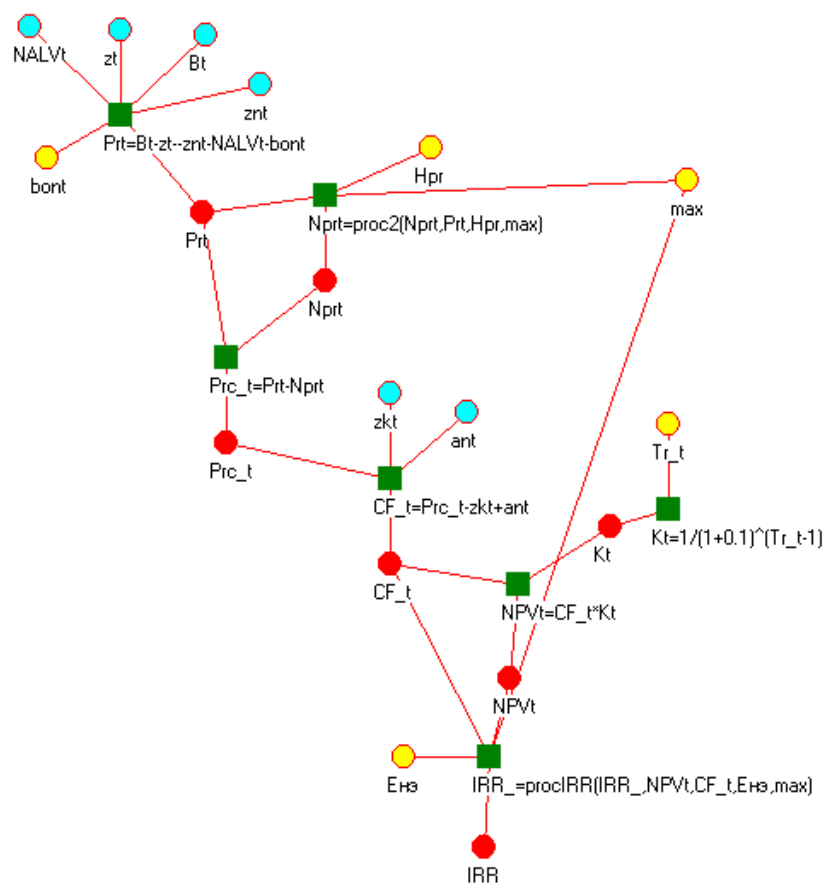


Рисунок 4 - Структурная схема работы системы «ГРАФ»

Система работает в двух режимах:

- Ввод данных и приобретение знаний с помощью семантических сетей.
- Проведение многовариантных расчетов на основе исходных данных и сформированных расчетных моделей.

Особенностью системы является автоматизированное построение расчетных программ для технико-экономической оценки различных вариантов и подвариантов разработки месторождений углеводородов.

Рассмотрим основные этапы работы системы.

С помощью интерактивного интерфейса производится обращение к подсистеме хранения исходной информации.

Далее осуществляется обращение к библиотеке расчетных алгоритмов

Эта информация принимается планировщиком вычислений и анализируется.

На следующем шаге планировщик обращается к БЗ, в которой хранятся модели вычислений технико-экономических показателей, и на основании запроса выбирает те из них, которые необходимы для решения задачи.

Далее автоматически формируется программный код, который содержит имена исходных переменных и расчетный алгоритм. Алгоритм сохраняется в виде файла на диск компьютера. Структура автоматизированной системы представлена на рисунке 5.

На следующем шаге планировщик вычислений передает управление подсистеме проведения расчетов, которая загружает сгенерированную планировщиком вычислений программу в систему электронных таблиц и производит расчет.

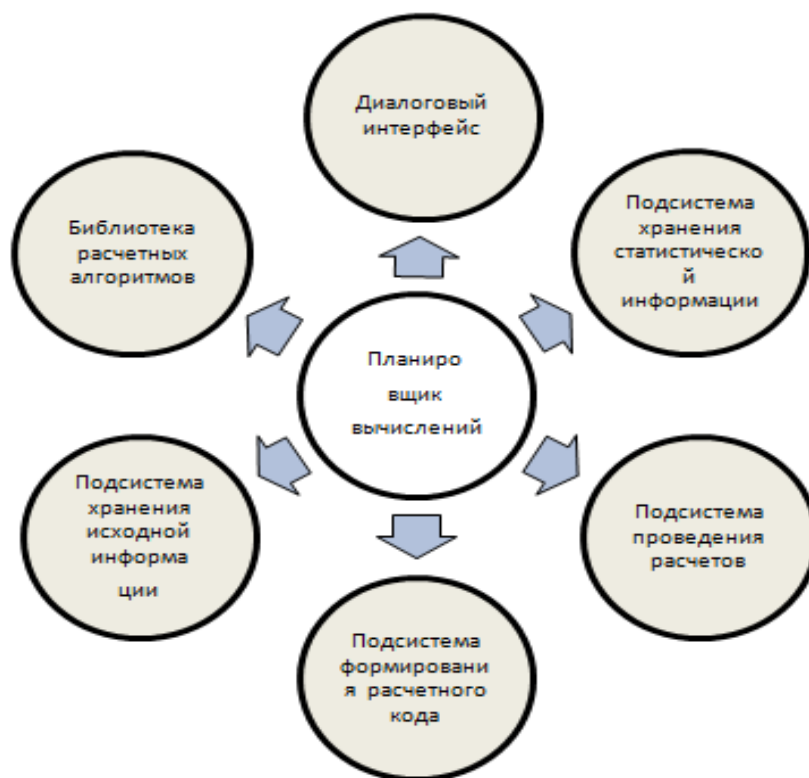


Рисунок 5 - Структура автоматизированной системы.

Проведение вычислений в системе основано на доходном подходе, с помощью которого осуществляется прогноз и сравнение основных технико-экономических критериев по вариантам разработки месторождений в динамике и в сумме за проектный срок разработки. Основным критерием оценки в этом подходе является чистый дисконтированный доход государства и недропользователя

Системой учитывается принципиальная особенность принадлежности месторождений к двум основным группам. Новые месторождения с растущей добычей и «старые» разрабатываемые, со снижающейся добычей нефти.

Одной из актуальных проблем экономической оценки проектов разработки нефтегазовых месторождений является учет налоговой составляющей в расходах инвестора (нефтегазовой компании) [4,5]. Получение дохода государства и нефтегазовых компаний от разработки месторождений по добыче углеводородного сырья зависит от применения оптимального налогового режима, учитывающего интересы обеих сторон.

В настоящий момент в автоматизированную систему входят три налоговые модели, которые представлены на рисунках 6-8.



Рисунок 6 - Налоговая модель с применением налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

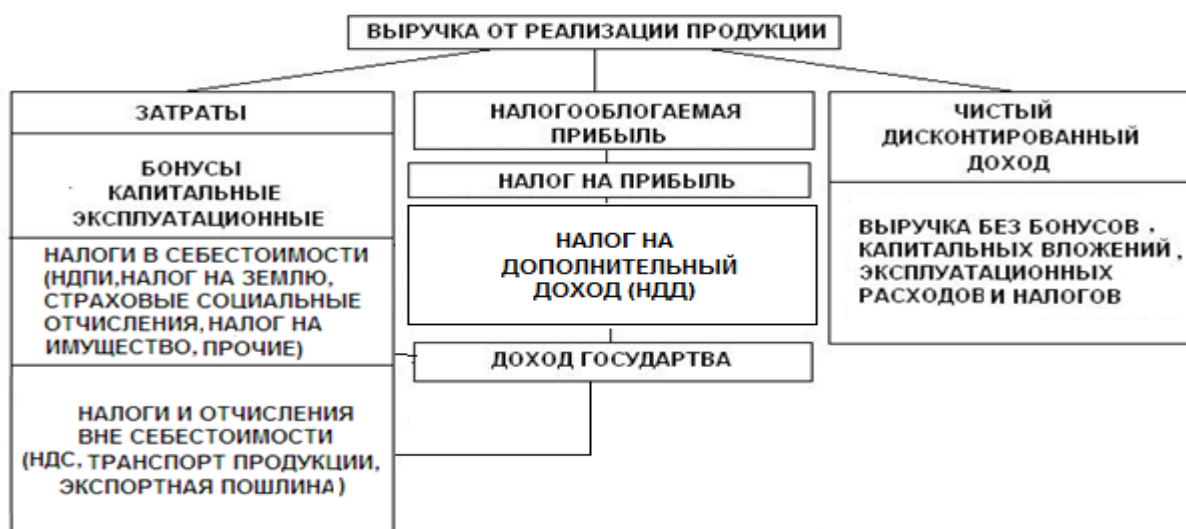


Рисунок 7 - Налоговая модель с применением налога на дополнительный доход (НДД).

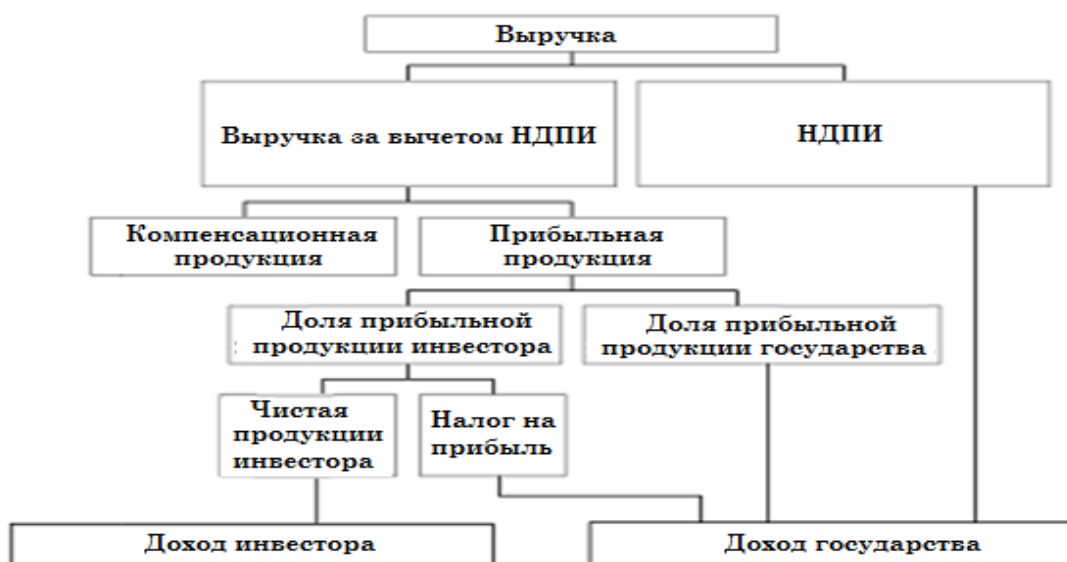


Рисунок 8 - Налоговая модель на условиях соглашений о разделе продукции (СРП)

Рассмотрим технико-экономическую оценку эффективности разработки одного из участков Средне-Назымского нефтяного месторождения с применением различных налоговых режимов начиная с 2022 года. Недропользователем месторождения является ОАО «РИТЭК». Средне-Назымское месторождение разрабатывается с применением термогазового метода воздействия на пласт и находится на стадии падающей динамики добычи нефти [6].

Бурение скважин на этом месторождении проводилось с 2007 года и затраты по капитальным вложениям на бурение полностью проамортизировались к началу 2022 года. Таким образом, в расчетах учитывались только эксплуатационные расходы и налоги в составе себестоимости и вне эксплуатационных расходов.

Показатели эффективности по варианту разработки рассматриваемого участка определялись при условии сбыта добываемой нефти на внешнем рынке.

Были проведены три серии исследований при различных налоговых режимах:

- применение налогового режима с использованием налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ);
- применение налогового режима с использованием налога на дополнительный доход (НДД);
- применение налогового режима «Соглашение о разделе продукции» (СРП).

Основные показатели технико-экономической эффективности разработки одного из участков Средне-Назымского месторождения при различных налоговых режимах в таблице 1.

Таблица 1 - Основные показатели технико-экономической эффективности разработки одного из участков Средне-Назымского месторождения при различных налоговых режимах

Основные технико-экономические показатели	НДПИ	НДД	СРП
Рентабельный срок, лет	25	25	25
Суммарная выручка, млн.руб.	1762	5583	5583
Капитальные вложения, млн.руб.	0	0	0

Эксплуатационные расходы без амортизации, млн.руб.	1296	2260	2213
Налоги и отчисления вне себестоимости, млн.руб.	395	2682	683
Поток денежной наличности, млн.руб.	502	1358	2356
Чистый дисконтированный доход, млн.руб.	396	740	1275
Срок окупаемости, лет	7	0	0
Внутренняя норма рентабельности, %	0	50	50
Дисконтированный доход государства, млн.руб.	3783	2927	1047

На рисунке 9 представлено сравнение двух налоговых режимов по двум показателям: чистый дисконтированный доход недропользователя и чистый дисконтированный доход государства.

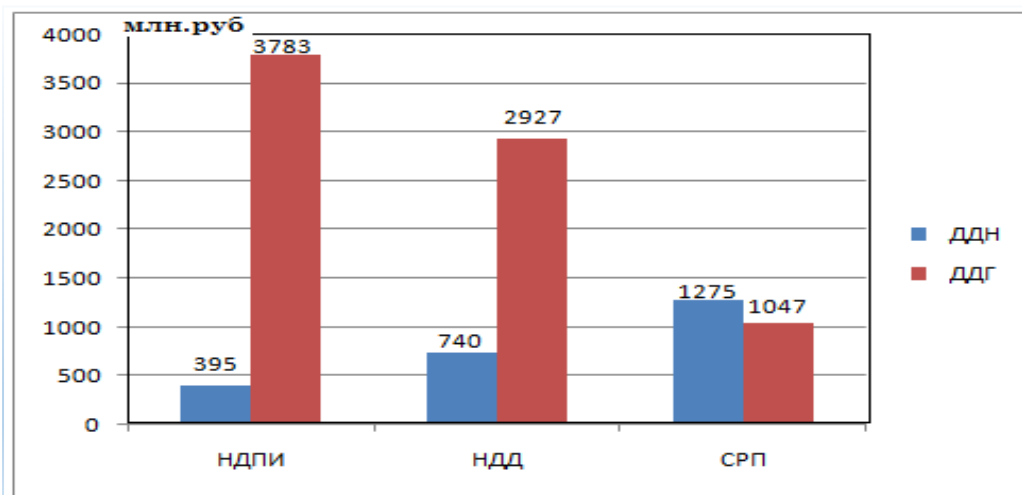


Рисунок 9 - Дисконтированный доход недропользователя (ДДН) и дисконтированный доход государства (ДДГ) с применением различных налоговых режимов при разработке одного из участков Средне-Назымского нефтяного месторождения

Анализ результатов исследований показал, что налоговый режим НДПИ характеризуется низкой доходностью для инвестора, однако, при этом доход государства самый большой. Применение налоговых режимов НДД и СРП позволяет существенно повысить доход инвестора, однако при этом значительно сокращается доход государства. Оптимальным режимом налогообложения для освоения одного из участков данного месторождения можно считать налоговый режим НДД, который позволяет согласовать интересы инвестора и государства.

Таким образом, показано, что применение интеллектуально-логической системы «ГРАФ» позволяет оперативно проводить исследования технико-экономической эффективности разработки месторождений с учетом комплекса показателей и на основе их результатов провести обоснование оптимального варианта разработки.

Доклад подготовлен по результатам научных исследований, выполненных в рамках в рамках государственного задания по теме: «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов

нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)» № в РОСРИД 122022800270-0.

Список использованных источников

1. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования/ М.: Макс-Пресс, 2020, 248с.
2. Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Интеллектуальные технологии моделирования расчета экономических показателей для оценки месторождений нефти и газа// Известия Тульского государственного Университета, №3, 2019 с 344-355
3. Богаткина Ю.Г., Степанкина О.А. Структура интеллектуального интерфейса в логической системе "граф"// Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности №1, 2015 с 25-30
4. Козлова Д. Ежов С. и др Налоги в нефтедобыче. Реформа 2020 г. Вигон Консалтинг, 2020. [Электронный ресурс]. URL: https://vygon.consulting/upload/iblock/0b6/vygon_consulting_tax_reform_2020.pdf (дата обращения 2023-03-11)
5. Джафаров И.С., Иванов К.В., Боксерман А.А. О совершенствовании налогообложения в нефтедобывающей отрасли //Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2012. № 3. С. 36-38
6. Боксерман А.А., Вольпин С.Г., Миронов Д.Т. Эффективность применения термогазового метода увеличения нефтеотдачи для различных геолого-физических условий //Нефтепромысловое дело. 2020. № 12 (624). С. 37-45

Сведения об авторах:

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

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

Степанкина Ольга Александровна, старший преподаватель каф АСУ olga@asugubkin.ru Россия, Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, тел. 8-910-401-97-65

МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕГАРЕЗЕРВУАРОВ ФУНДАМЕНТА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ И МЕКОНГСКОЙ ПРОВИНЦИИ С ЦЕЛЬЮ ВОСПОЛНЕНИЯ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

*Утопленников В.К., Дрaбкина А.Д., Ершов А.В.
ИПНГ РАН
e-mail: VUtoplennikov@ipng.ru*

Введение

Фундамент Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и Меконгской впадины на южном шельфе Вьетнама, несмотря на разный возраст консолидации, имеют много общего в составе слагающих их формаций, истории геологического развития и тектоническом строении магматических и интрузивных комплексов образующих мегарезервуары в рифтах и палеосубдукционных зонах содержащих залежи углеводородов(УВ) массивного типа.

Возраст фундамента Тимано-Печорской плиты по времени консолидации определен, большинством исследователей, как байкальский (V-R). Наибольший интерес для поиска залежей углеводородов представляют гранитоидные массивы, образующие крупные валообразные поднятия, в зонах палеосубдукции. Последние содержат мегарезервуары трещиновато-кавернозного типа, являющиеся потенциальными объектами наращивания минерально-сырьевой базы УВ.

Основная часть

Фундамент месторождения Белый Тигр, в пределах центральной зоны поднятий Меконгской впадины имеет докайнозойский (Т-J-Cr) возраст[1]. Он сложен различными плутоническими породами, в основном гранитоидного состава, и подразделен на три разновозрастных комплекса: Хон-Хоай- поздний триас; Дин-Куан-поздняя юра; Ка-На-поздний мел. Комплекс Ка-На представлен преимущественно гранитами, слагает почти полностью Центральный свод месторождения и в отдельных блоках Северный и Южный своды. Граниты комплекса Ка-На подпирают, а в отдельных блоках, ограниченных разломами, прорывают образования более ранних комплексов Хон-Хоай и Дин-Куан, имеющих преимущественно основной состав и являются, по нашим данным, фрагментом крупной зоны палеосубдукции, сформировавшей сложную систему мегарезервуаров кавернозно-трещиноватого типа.

Из многих месторождений, содержащих залежи нефти в гранитоидном фундаменте, Белый Тигр на южном шельфе Вьетнаме относится к наиболее крупным и гигантским по запасам. Здесь залежь нефти центрального свода фундамента является основным объектом разработки, обеспечивающим длительное время высокие уровни добычи нефти и газа с аномально высокими дебитами и накопленной добычей в ряде скважин.

К настоящему времени высокие темпы отбора привели к значительному сокращению остаточных запасов нефти в резервуарах фундамента и их восполнение представляет собой важнейшую практическую задачу. Одним из направлений в решении этой задачи представляется уточнение модели строения сложнопостроенных резервуаров фундамента, на основе чего появляется возможность раскрывать резервы разрабатываемых месторождений и прогнозировать открытия новых залежей УВ.

На месторождении Белый Тигр залежи нефти выявлены в осадочном чехле и докайнозойском кристаллическом фундаменте содержащем более 90% начальных запасов.

По структурно-тектоническим признакам и петрографическому составу фундамент месторождения Белый Тигр разделен на три блока: северный, центральный и южный. Наиболее сложным составом и строением отличается северный блок (рис. 1). В его

пределах породы фундамента от основного до кислого состава вскрыты более чем 50 скважинами. В отличие от центрального блока здесь многие скважины отличаются низкими дебитами, в то время как в пределах центрального блока из пород фундамента, представленных преимущественно гранитами, получены высокие стабильные дебиты нефти до 2000 т/сут. Высота блока достигает 2000 м и ВНК при максимальной глубине скважин более 5000 м не установлен. По данным бурения и сейсморазведки структура представляет собой блоковое поднятие, ограниченное с запада взбросо-надвигами северо-восточного простирания с амплитудой горизонтального перекрытия с востока на запад до 2 км, а с востока поддвигами с западным падением плоскостей разломов (рис.1) пересекающимися на глубине.

В пределах северного блока встречено разнообразие петрографического состава пород, нашедшее отображение на сейсмических разрезах в виде сложной волновой картины, характеризующей тектоническую и петрографическую неоднородность и связанные с ними зоны пониженных и повышенных емкостно-фильтрационных свойств пород фундамента.

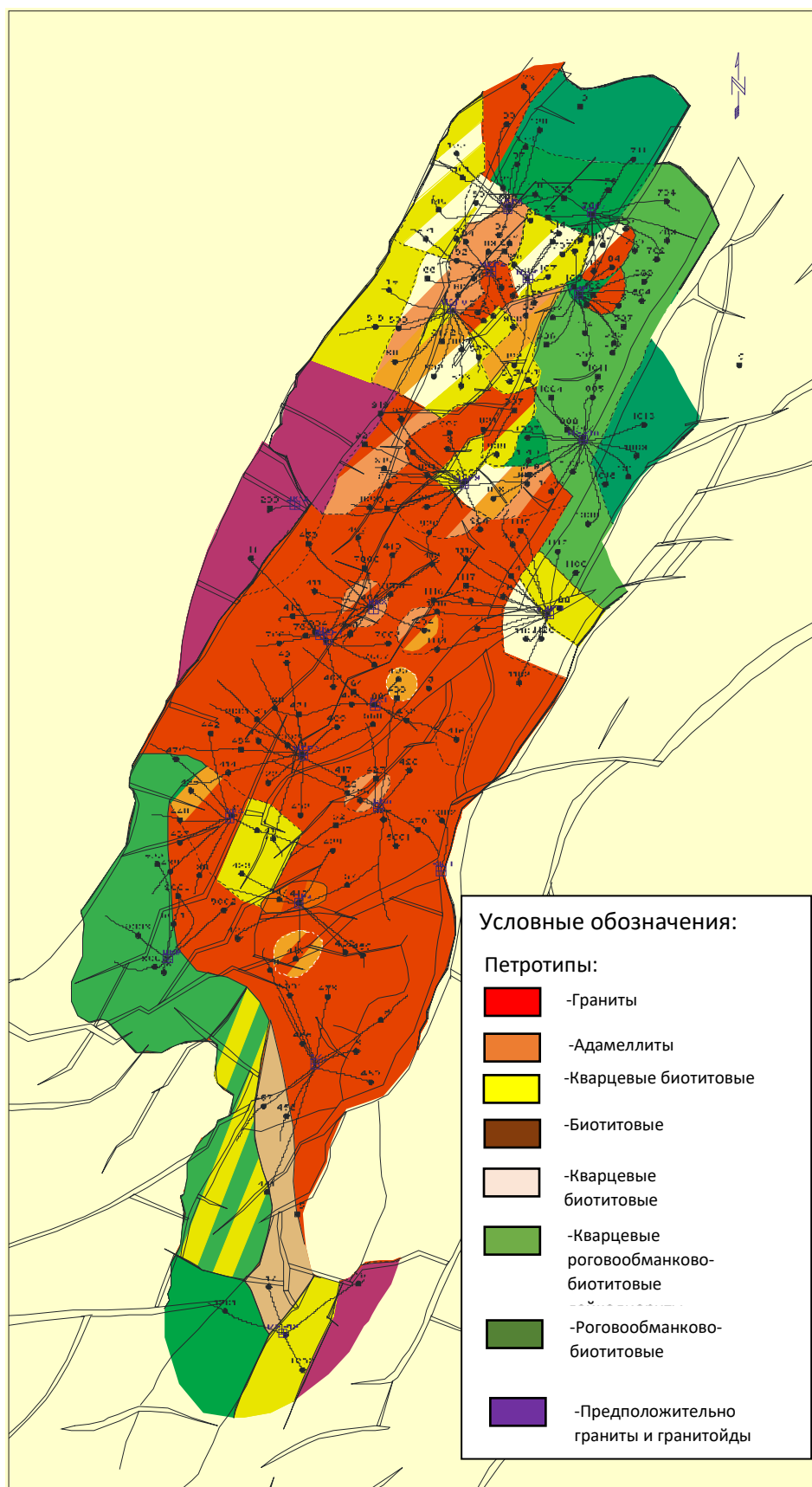


Рис.1. Схема распространения петротипов пород фундамента месторождения Белый Тигр и зон тектонических нарушений

Для уточнения модели строения фундамента проведен комплексный анализ результатов геологических, геофизических и петрографических исследований фундамента месторождения Белый Тигр на основе карт развития различного состава плутонических пород, геологических и сейсмических разрезов, изменения подходов к интерпретации материалов ГИС (Рис. 2.1, 2.2). В результате этого в фундаменте северного блока определены возможные зоны распространения перспективных участков, связанных с блоками образованных гранитами.

По данным проведенных исследований в составе пород фундамента выделяются три разновозрастных интрузивных комплекса, соответствующие ранее выделенным по данным полевых работ: комплекс Ка-На мелового возраста, сложенный гранитами, комплекс Динь-Куан, сложенный преимущественно гранодиоритами юрского возраста и комплекс Хон-Хоай, представленный породами среднего состава, в основном диоритами, датируемыми как триасовые.

Граниты, соответствующие комплексу Ка-На на северном блоке, перекрыты образованиями более древних комплексов Хон-Хоай и Динь-Куан и на поверхность фундамента выходят в тектонических или интрузивных окнах. При этом возможно, что граниты центрального, северного и южного блоков на глубине смыкаются, образуя единое тело, содержащее массивную залежь нефти в кавернозно-трещиноватых коллекторах комплекса Ка-На, образующих мегарезервуар.

Ранее было установлено, что породы различных по составу интрузивных комплексов характеризуются различной продуктивностью [1]. Наиболее высокодебитными являются скважины, вскрывшие граниты мелового возраста комплекса Ка-На. Значительно ниже дебиты скважин в комплексах Динь-Куан и Хон-Хоай, из которых, в ряде скважин, в связи с резким снижением эффективной пустотности при эпигенезе, притоки нефти не получены. По этим данным был сделан вывод - выделение отдельных блоков фундамента по петрографическому признаку, может быть одним из критериев выявления перспективных участков фундамента. В свете данных геотектонического исследования [3-5] продуктивность гранитов комплекса Ка-На на месторождении Белый Тигр, помимо петрологического фактора, можно связывать с наличием системы открытых трещин, формирование которых произошло в результате тектонической активности на рубеже ранний мел - поздний олигоцен в фазе регионального сжатия, что можно видеть на керне из фундамента (рис. 3). Здесь наблюдается наличие связанных с тектоническими

Граница гранитоидного фундамента

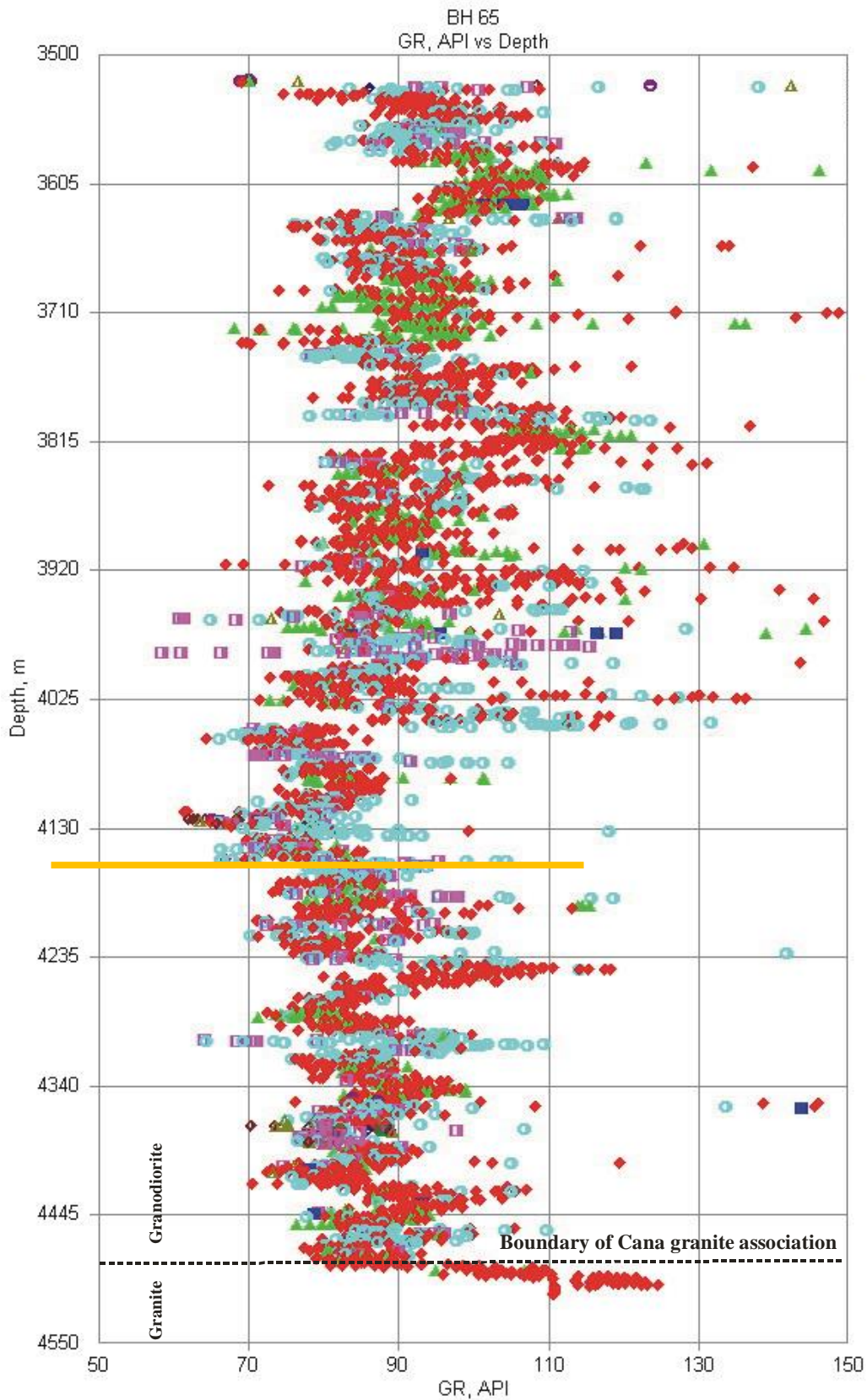


Рис.2.1. Данные комплекса ГИС северного блока месторождения Белый Тигр

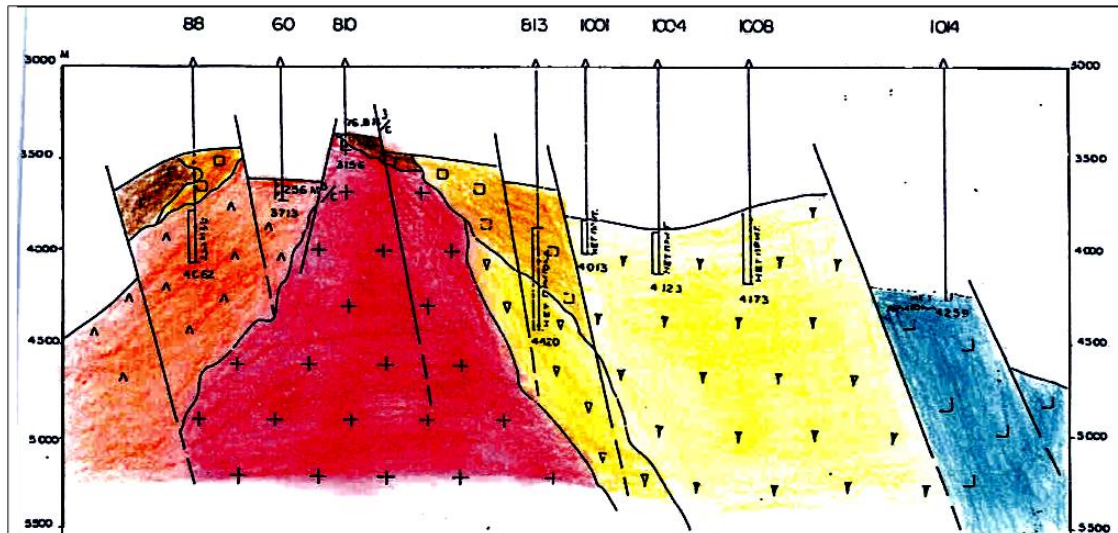


Рис.2.2. Широтный схематический геологический профиль месторождения Белый Тигр (по Кирееву Ф. А.)



Рис.3. Керн отобранный из комплекса Кана (K_{2cn}) скв. ВН 425

нарушениями нескольких генераций трещин, и важно что более древние залечены кальцитом или цеолитом, в то время как более молодые остаются открытыми. Несомненно, последние представляют собой эффективную пустотность с залежами УВ. Исходя из анализа продуктивности пород фундамента основная задача заключается в выявлении и вскрытии на максимальную глубину гранитных блоков фундамента комплекса Ка-На, характеризующихся интенсивной открытой трещиноватостью и наиболее перспективных с точки зрения их нефтеносности.

Кошляк В. А. [3], изучил закономерности распределения вторичной пустотности по разрезу фундамента структуры Белый Тигр на основе интерпретации комплекса методов ГИС по стометровым срезам рассчитал средние взвешенные значения пустотности и доли коллекторов. Выявленные закономерности изменения вторичной пустотности позволили установить зональность распределения повышенных и пониженных значений с глубиной. Так на северном своде, несмотря на слабую изученность глубинного строения, было выделено две зоны повышенной пустотности, разделенные зоной плотных разностей в пределах абсолютных отметок 3900–4000м. На центральном блоке выделено три зоны повышенной пустотности, разделенные двумя зонами с пониженной пустотностью на абсолютных отметках 3900–4000 и 4300–4400м. В зонах с повышенной пустотностью на центральном блоке наблюдается тенденция ее увеличения с глубиной, что обуславливается по-видимому наличием пересекающихся зон разломов и связанных с ними зон повышенной трещиноватости и кавернозности в коллекторах представленных гранитами.

Основными методами определения границ развития пород различного состава являются ГИС и петрофизические исследования керна по которым уверенно выделяются границы раздела пород основного, среднего и кислого состава. Выполненная переинтерпретация данных ГИС по скважинам северного свода позволила провести границы блоков пород фундамента различного петрографического состава, подтверждающиеся определениями вещественного состава пород по данным литолого-петрографического изучения керна.

В результате проведенных исследований было отмечено, что большинство скважин северного свода не вышли из толщи гранодиоритов и диоритов, слагающих комплексы Динь-Куан и Хон-Хоай, и эксплуатируют, в основном, верхнюю зону фундамента, приуроченную к коре выветривания. В соответствии с новыми представлениями о строении, фундамента месторождения Белый Тигр имеются основания полагать, что под блоками пород, представленными диоритами и гранодиоритами северного блока могут находиться трещиноватые граниты. Подтверждением этому служат результаты интерпретации материалов ГИС по скважинам северного свода, показавшие наличие, сложенного кислыми гранитоидами, куполообразного выступа с амплитудой до 500 м в районе скважин 69–2, 75, 94, 65, перекрытого породами среднего состава, относящимися к интрузивным комплексам более древнего возраста (Рис 4.1).

По данным бурения, ГИС и опробования скважин породы среднего и основного состава характеризуются ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, что придает им свойства флюидоупоров для прогнозируемых залежей нефти.

Залегающие ниже породы гранитного состава по данным бурения, керна и ГИС обладают улучшенными коллекторскими свойствами: поглощения бурового раствора в процессе бурения, высокая трещиноватость, нефтегазопроявления.

Определенное по ГИС положение поверхности трещиноватых гранитов образует в пространстве сводовую форму резервуара. Сочетание сводовой формы поверхности коллекторов, перекрытых слабопроницаемыми породами является основной предпосылкой формирования резервуара для нефти в нижней слабоизученной части фундамента

северного блока с предполагаемой самостоятельной гидродинамической системой (Рис. 4.1, 4.2).

Выявление новой ловушки в пределах разрабатываемой верхней зоны залежи увеличивает потенциал высокопродуктивной части фундамента в комплексе Ка-На и позволяет прогнозировать получение прироста запасов для восполнения ресурсной базы месторождения Белый Тигр.

Разведанность НСР УВ сырья по данным ООО «ТП НИЦ» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции(ТПП) в Республике Коми по запасам категорий АВС1 с учетом запасов категории С₂ составляет около 50%. Выработанность НИЗ УВ составила 30%, добыто 1100 млн т.у.т. УВ, в т.ч. нефти более 600 млн.т, свободного газа 436 млрд м³. Величина остаточных запасов УВ категорий АВС1 составляет около 1000 млн т.у.т., в т.ч. 800 млн т. нефти и 150 млрд м³ газа. Несмотря на довольно значительную величину остаточных запасов нефти и газа, доля активных составляет около 36%, остальные относятся к трудноизвлекаемым.

Таким образом, для ТПП актуальным является выявление дополнительных резервов восполнения минерально – сырьевой базы углеводородного сырья, в том числе и в фундаменте. Восполнение добычи нефти запасами в последние годы обеспечивается в основном не за счёт новых открытий, а преимущественно за счёт прироста запасов на открытых ранее месторождениях в осадочных комплексах отложений, а также увеличением коэффициентов извлечения нефти на разрабатываемых месторождениях за счёт применения новых технологий воздействия на пласты и резервуары.

Ресурсы категории D₀, являющиеся ближайшим резервом восполнения запасов составляют около 20% от остаточных начальных суммарных ресурсов. Этого недостаточно для стабильного развития нефтегазовой отрасли в ТПП.

Байкальский фундамент ТПП, включает магматический, метаморфический, вулканогенно-осадочный комплексы и гранитные интрузии. Верхняя часть представлена корой выветривания. Метаморфические образования на Тимане и в Ижма-Печорской синеклизе сложены преимущественно различными сланцами и гнейсами[2].

Гранитные интрузии на глубинах 1-3 тыс. метров выявлены в Ижма-Печорской синеклизе – Нижнеомринский и Седухинский выступы, на Южно-Болотной, Пильегорской структурах, Среднемакарихинском месторождении в Хорейверской впадине, но промышленных залежей в них не найдено.

На Водном Промысле в окрестностях г. Ухты в период ВОВ притоки газа из фундамента

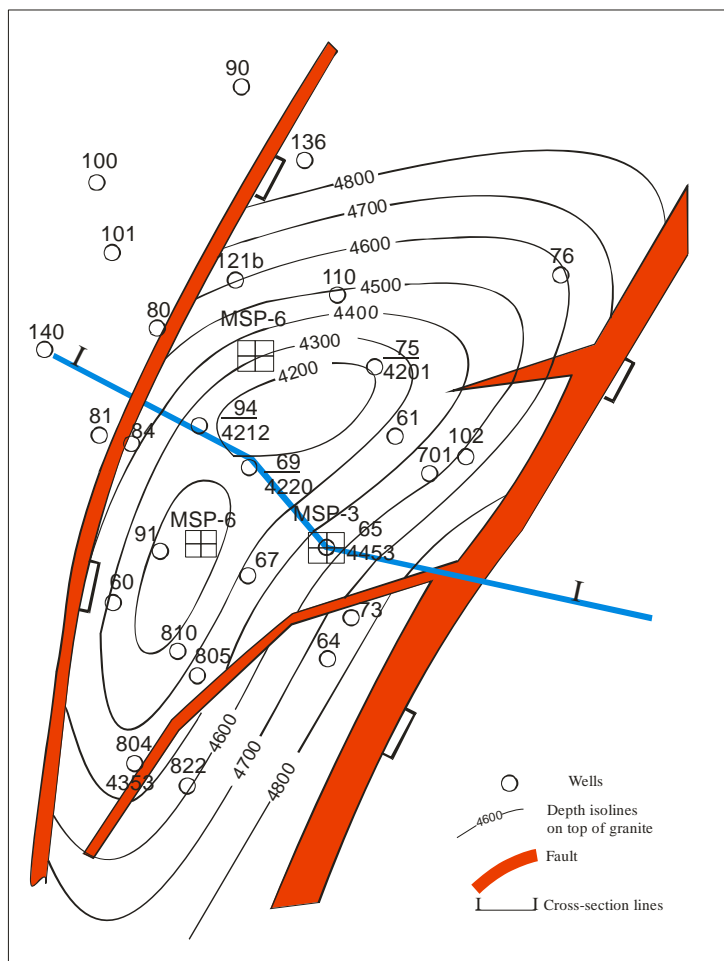


Рис. 4.1. Структурная схема поверхности комплекса Ка-На (K2cn) северного свода месторождения Белый Тигр

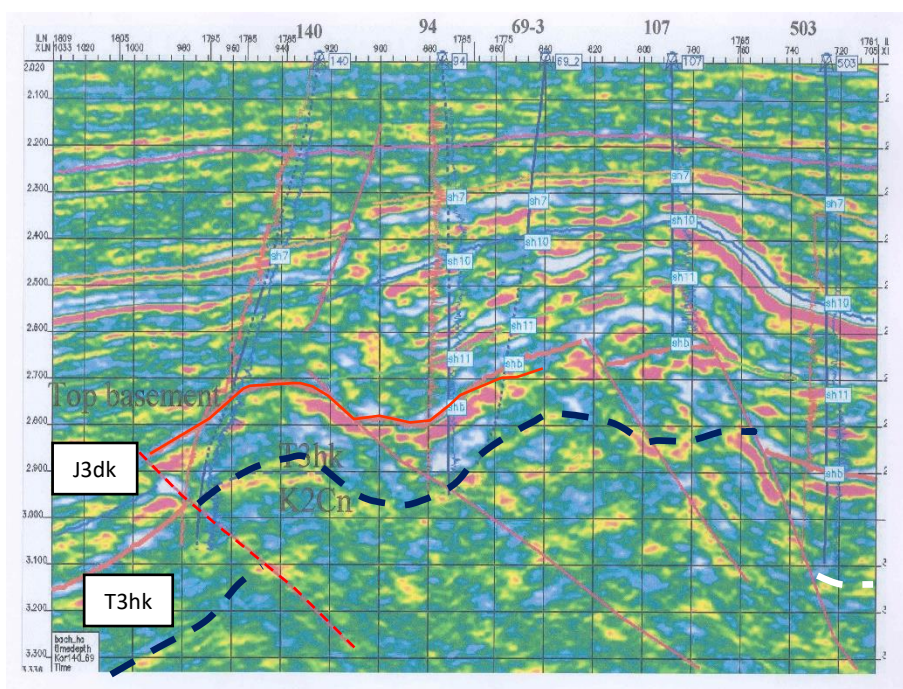


Рис. 4.2. Субширотный сейсмический профиль по амплитудному атрибуту северного свода месторождения Белый Тигр

достигали 23 тыс. м³/сут. Промышленные фонтаны газа получены в скважинах Изкосьгоринской и Леккемской площадей. На Чернореченском и Зеленецком месторождениях в метаморфических сланцах протерозоя отмечались газонасыщенность и нефтенасыщенность почти во всех скважинах. На восточном склоне Тимана в кровле рифейских пород встречались примазки нефти, в керне, повышенные газопоказания, а отдельных скважинах Айювинской, Порожской и Эшмесской площадях.

Возможность развития трещинных коллекторов и развитых по ним пустот за счет тектонических и гидротермальных процессов в гранитах и метаморфических сланцах ТПП чрезвычайно велика. Петрографическая и сейсмическая характеристики гранитов, вскрытых на Болотной и других структурах и блоках фундамента, идентичны гранитам Белого Тигра (рис. 5), что свидетельствует о наличии резервуаров нефти и газа.

Результаты детального геологического изучения строения сложнопостроенного мегарезервуара фундамента позволяет выявить новые перспективы на нефть в пределах разрабатываемого месторождения Белый Тигр и на гранитных блоках фундамента Тимано-Печорской провинции;

Для повышения точности прогноза необходимо выполнить комплексный анализ на основании всех имеющихся геологических материалов и данных разработки;

Доразведку прогнозируемых резервуаров желательно проводить методом бурения оценочно-поисковых скважин с забоем до 6000 м и вскрытием не менее 1000 м от поверхности фундамента;

Выполненный анализ по сопоставлению геологического строения и нефтегазоносности Тимано-Печорского и Меконгского нефтегазоносных бассейнов свидетельствует об идентичности тектонических и литолого-петрографических и сейсмических характеристик гранитоидных комплексов. В связи с этим предлагается проведение НИР, которые позволят существенно уточнить перспективы нефтегазоносности базальных горизонтов нижнего палеозоя, венд-раннедокембрийского комплекса и наиболее приподнятых блоков гранитоидного фундамента Тимана, Ижма-Печорской синеклизы, Печоро-Колвинского авлакогена и Гряды Чернышева. Эти работы позволят уточнить районы проведения высокоразрешающей сейсморазведки-3D, и обосновать заложение поисковых скважин со вскрытием кристаллического фундамента на глубину не менее 1000 м.

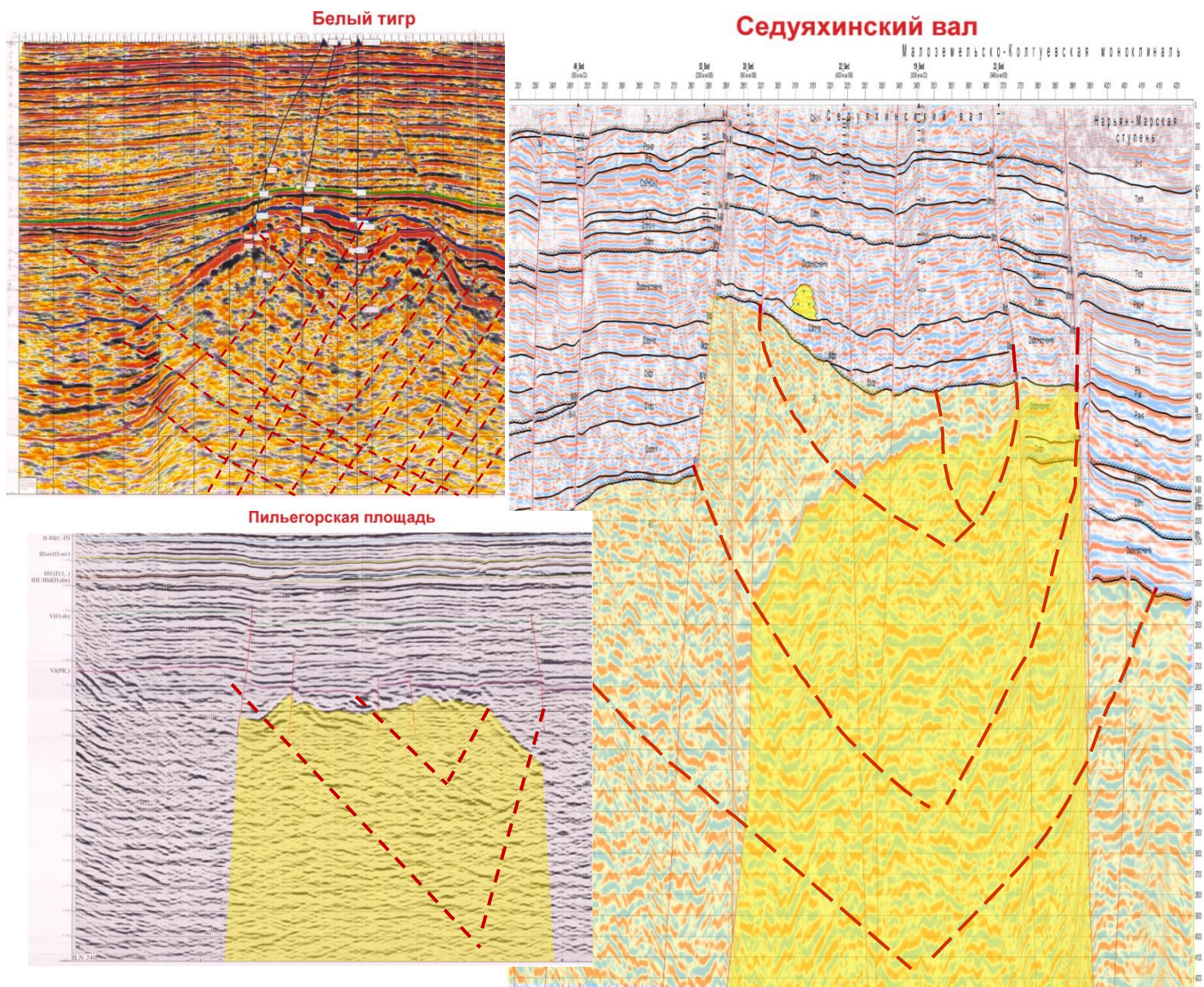


Рис.5. Сейсмическая характеристика выступов фундамента месторождения Белый Тигр и Тимано-Печорской провинции

Выводы:

- На основе уточнения модели строения фундамента на северном блоке месторождения Белый Тигр под более древними разновозрастными кислыми, умеренно-кислыми и средними породами фундамента прогнозируется наличие сложнопостроенной структуры, сложенной гранитами комплекса Ка-На.

- Учитывая сложную тектонику района, имеющего надвигово-блоковую природу, предполагается надвигание гранодиоритовых и диоритовых блоков комплексов Динь-Куан и Хон-Хоай на граниты интрузивного комплекса Ка-На по относительно пологим зонам дизъюнктивных нарушений.

- В соответствии с вышеизложенным, для доразведки выявленной ловушки на основе уточнения модели строения интрузивных комплексов фундамента целесообразно увеличить проектные глубины бурящихся скважин на северном и южном блоке до глубины 5000 м и пробурить оценочные скважины.

- В пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции предлагается постановка целенаправленных НИР с целью выбора участков для высокоразрешающей сейсморазведки 3D с увеличением длительности записи до 10 сек. Это позволит обосновать заложение параметрических скважин с глубиной вскрытия фундамента более 1 км.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научнометодические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», № 122022800253-3).

ЛИТЕРАТУРА

1. Аршев Е. Г., Гаврилов В. П., Ч. Л. Донг, Н. Зао, Попов О. К., Поспелов В. В., Н. Т. Шан, Шнип О. А. Геология и нефтеносность фундамента Зондского шельфа. Москва 1997 г.
2. Беякова Л.Т., Богацкий В.И., Богданов Б.П., Довжикова Е.Г., Ласкин В.М. Фундамент Тимано-Печерского нефтегазоносного бассейна, ОАО Кировская областная типография, Киров, 2008 г., 288 стр., ISBN: 978-5-88186-790-4
3. Кошляк В. А. Гранитоидные коллекторы. Уфа, 2002г.
4. Pham Huy Long etc. Tectonic Evolution in The Cuu Long Basin on Continental Shelf of Vietnam// Journal “Vietnam Oil and Gas”, 2004. №2
5. Гаврилов В.П., Гулев В.Л., Киреев Ф.А. Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама. Т. II. – М.: ООО «Издательский дом Недра». - 2010. – 294 с

КОМПЛЕКСНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖНЫХ УСЛОВИЙ ТЕЧЕНИЯ СОЛЕЙ В КУНГУРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА ЮГЕ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ.

*Деркач Александр Анатольевич – заместитель генерального директора по производству ООО научно-промышленная геофизическая компания «Росгео» Т:8-9033-662995. E-mail: rosgeo2011@yandex.ru
г. Оренбург, Российская Федерация.*

Практика строительства поисковых и разведочных скважин на юге Оренбургской области показала, что в большинстве скважин имеются участки интервалов хемогенных отложений, в которых не удается предсказывать и предотвращать течение соли как во время строительства скважин, так и после крепления ствола в виде смятия обсадных колонн.

Автором собран и проанализирован геофизический материал геофизических исследований в скважинах (ГИС) и геолого-технологических исследований при строительстве скважин (ГТИ) по 23 скважинам в которых наблюдались осложнения связанные с подвижностью солей. Исследования показали, что выделение пропластков солей, потенциально подверженных течению во вскрытом разрезе, в настоящий момент затруднительно, так как геофизические характеристики этого пропластка выше и ниже лежащей каменной соли практически одинаковы. Причем течению подвержены не только соли сложного состава но и каменная соль. С целью выявления возможных закономерностей течения каменной соли исследованы скважные условия возникновения вязко-пластичной деформации солей, их динамика, построены и проанализированы зависимости скорости течения солей от глубины пласта, горного давления, температуры и разницы между горным давлением и гидростатическим.

На юго-западе Оренбургской области территориально сочленяются Соль-Илецкое поднятие (СИП), Восточно-Оренбургское сводовое поднятие (ВОСП) и Предуральский краевой прогиб (ПКП). В этом регионе хемогенными отложениями, в составе которых ведущую роль играет каменная соль, сложен в основном кунгурский ярус нижнего отдела пермской системы. На территории Прикаспийской впадины и к северу от нее мощные соленосные толщи развиты преимущественно на двух стратиграфических уровнях — в кунгурском ярусе и в казанском, характеризующем среднюю часть верхнепермского отдела. Для изучения условий, при которых происходит вязко-пластичная деформация каменной соли, собран и проанализирован геофизический материал по 23 скважинам, пробуренным на юге Оренбургской области. Часть данных показана в таблице 1.

Таблица 1. Горно-геологические условия течения солей на юге Оренбургской области.

№	Интервал текучих солей, м	Литология	Плотность пород кг/м ³	Горное давление, Мпа	Давление в скважине, Мпа	Температура пластов, Т, град.	Скорость течения соли, мм/сут	Временной интервал фиксации по ГТИ, сут	Временной интервал фиксации по ГИС, сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	4372,0-4375,1	каменная соль	2110	94,0	66,5	79,5	3,0		57
2	4824,6-5005,1	каменная соль	2090	108,9	76,1	85,4	2,0		7
3	3947,0	каменная соль						11, СПО↑	
4	3362,0	каменная соль						1, СПО↑	
5	3391,0-3415,0	каменная соль	2200	77,0	42,7	72,8	0,5		27

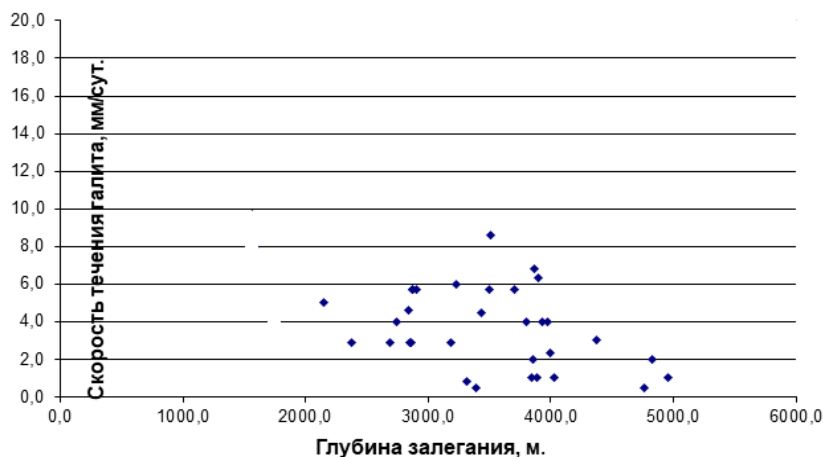
6	2149,0- 2174,0	каменная соль	2200	48,6	36,3	57,8	5,0		27
7	2571,0	каменная соль						23, СПО↑	
8	3225,0- 3255,0	каменная соль	2200	71,1	49,0	64,9	6,0		26
9	1724,0	каменная соль						13, СПО↑	
10	1753,0- 1781,0	каменная соль	2150	35,9	27,9	46,6	4,0		105
11	2375,0- 2453,0	каменная соль	2150	48,3	38,5	55,4	2,9		90
12	2658,0	каменная соль						5, СПО↓	
13	3190,0- 3202,0	каменная соль	2150	66,0	50,3	63,9	2,9		68
14	3248,0	каменная соль						14, СПО↓	
15	3279,0	каменная соль						14, СПО↓	
16	3866,0- 3874,0	каменная соль	2170	85,1	60,8	71,6	6,8		36
17	3881,0	каменная соль						12, СПО↑	
18	3932,0- 3952,0	каменная соль	2170	86,0	62,1	71,9	4,0		32
19	4301,0- 4322,0	полигалит	2340	91,2	65,7	78,9	7,0		37
20	3351,0- 3388,0	полигалит	2550	72,6	42,4	72,5	0,4		34
21	3898,0- 3968,0	полигалит	2160	92,2	51,2	85,0	2,7		117
22	3027,0- 3030,0	полигалит	2140	63,7	47,6	61,6	30,2		72

Данный материал получен комплексом методов геофизических исследований в скважине (ГИС), включающим в себя: гамма-каротаж (интегральный), нейтронный гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж плотностной, спектрометрический гамма-каротаж, профилометрию, акустический каротаж и термометрию. Использование указанного комплекса ГИС позволяет достоверно определять литологию вскрытого разреза, интервалы залегания солей, выявлять интервалы текучих солей, а по временным замерам профилометрии оценивать скорость течения. Геолого-технологические исследования (ГТИ) позволяют в реальном режиме времени зарегистрировать затяжки и посадки инструмента, их интенсивность и глубину.

Во второй колонке таблицы 1 приведены интервалы текучих солей, в третьей – их литологический состав, в четвертой – плотность горных пород, в пятой – величина горного давления на кровле интервала, рассчитанная по данным ГГК-П, в шестой – гидростатическое давление в стволе скважины на кровле интервала, рассчитанное по данным ГТИ, в седьмой – температура горных пород, в восьмой – скорость течения солей, определенная по данным временных замеров профилометрии. Видно, что скорость течения каменной соли различна и достигает 18,8 мм в сутки, а скорость течения солей сложного состава может достигать и до 30,2 мм в сутки.

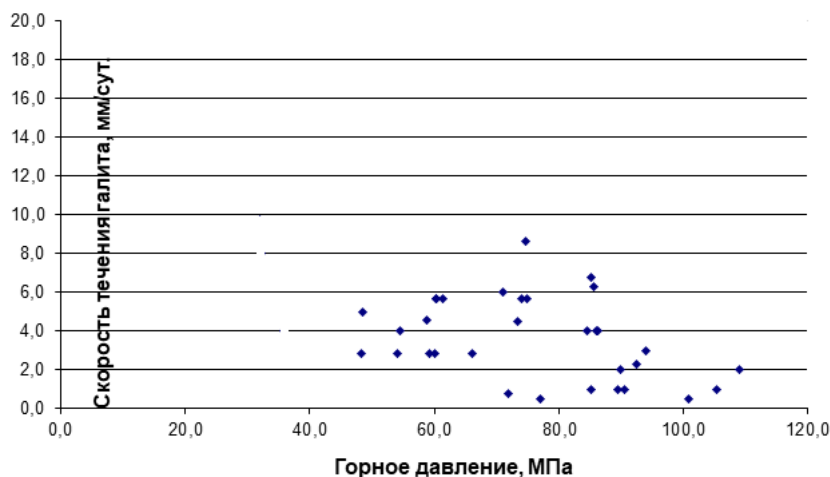
Исследования показали, что выделение пропластков солей, потенциально подверженных течению во вскрытом разрезе, в настоящий момент затруднительно, так как геофизические характеристики этого пропластка выше и ниже лежащей каменной соли практически одинаковы. Единственный метод – профилометрия, но он работает только спустя некоторое время после того как началось течение соли.

С целью выявления возможных закономерностей течения каменной соли построим различные зависимости, на основе таблицы 1, характеризующие начало и процесс течения соли. На рисунке 1 представлены зафиксированные скорости течения галита от глубины залегания.

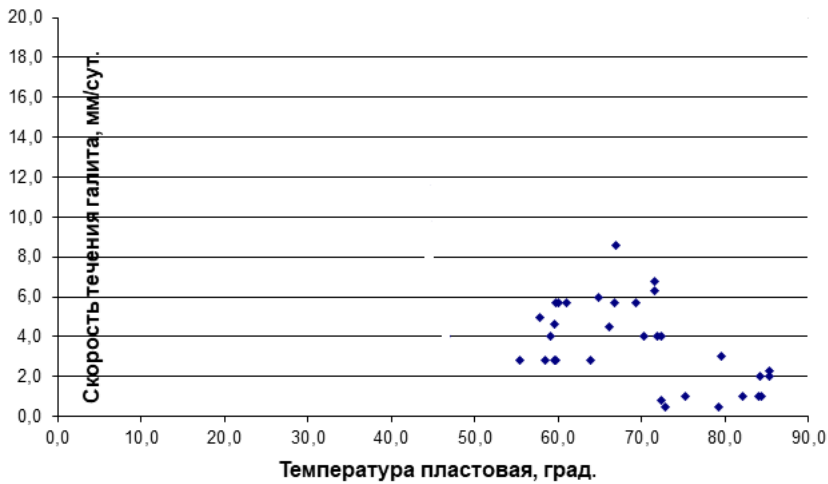


Из рисунка 1 видно, что пропластки текучих солей начинают встречаться с глубины 2100м. На глубинах более 5000м соли в разрезах встречаются редко по причине ограничения как проектных забоев скважин так и глубин распространения солей. Средняя скорость течения соли равна 4,6мм в сутки. В интервале глубин 4000м-5000м значения скорости течения соли не превышает 4,6мм в сутки. Наблюдается тенденция уменьшения скорости течения соли с глубиной.

Зависимость скорости течения галита от горного давления (рисунок 2) дает возможность определить минимальное значение горного давления при котором возможно начало перехода соли из упругого состояния в вязко-пластическое (45МПа). С ростом горного давления наблюдается уменьшение скорости течения соли.



Характерный для глубины 2100м температурный минимум, при котором наблюдается течение соли соответствует 55°С (рисунок 3).



Авторы, исследующие динамику солей (в скважинах пробуренных до 1990г) на Юге Оренбургской области начало течения соли увязывают с превышением горного давления над гидростатическим на величину более, чем предел пластичности соли. Т.е. уравнение пограничного равновесного значения системы скважина-пласт выглядит следующим образом

$$P_{гор} = P_p + \tau, \quad (1)$$

Где:

$P_{гор}$ – горное давление, МПа,

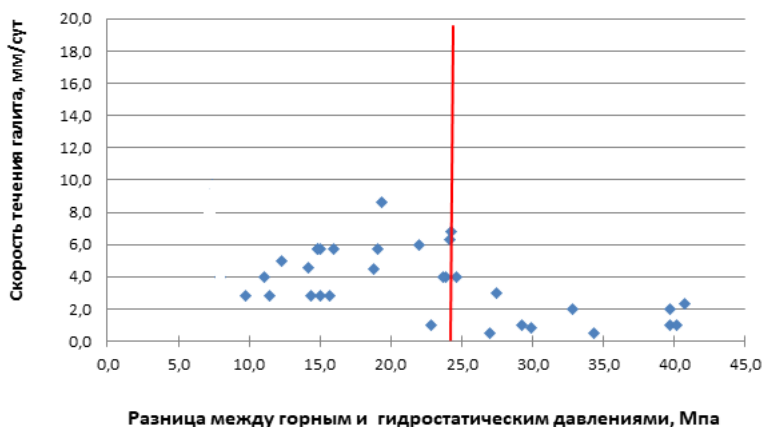
P_p – гидростатическое давление в скважине, Мпа,

τ – предел пластичности соли, МПа.

При превышении предела пластичности соль должна переходить из упругого состояния к вязко-пластическому течению. Для Юга Оренбургкой области это значение принято в 24МПа. Как критерий начала течения солей принимается превышение разности горного и гидростатического давлений над расчетным пределом пластичности

$$P_{гор} - P_p > \tau \quad (2)$$

По таблице 1 построим зависимость скорости течения галита от разности горного и гидростатического давления. Наблюдается несоответствие -течение галита наблюдается при разности давлений меньше предела пластичности. По формуле (2) соль не должна течь при разности давлений меньшей 24МПа. Но по зависимости на рисунке 4 мы наблюдаем факты течения соли, при меньших значениях разности давлений (слева от вертикальной красной линии 24МПа) в 9МПа.



Причем при с увеличением разности давлений (противодавление на пласт уменьшается) скорость течения должна расти, а это не наблюдается. Напротив, в правой части (рисунок 4, справа от линии

24МПа) наблюдается снижение интенсивности течения соли. Почему в близких по глубине залегания интервалах, в одном соль начинает течение, а в другом продолжает оставаться в упругом состоянии? Все эти несоответствия невозможно объяснить простым боковым действием горного давления. Применение этой методики основано на допущении, что до начала бурения горный массив не имеет напряжений и что механические свойства соли изотропны. Складчатый диапиризм юга Оренбургской области предполагает наличие касательных тектонических напряжений, которые и формируют, совместно и гравитационными силами, солевые структуры. Начальные напряжения состояния горного массива часто превосходят дополнительные (связанные с скважной выработкой). Количественная оценка начального напряжения в нетронутом массиве из-за множества определяющих факторов затруднительна и в большинстве случаев невозможна. Допущение о изотропность в солевых массивах также недопустимы, ибо из справочников известно, что механические свойства каменной соли анизотропны (ее упругость различна вдоль ребер и диагоналей кубической решетки). Эти допущения приводит к неправильным расчетам и как следствие, осложнениям в скважинах и смятия обсадных колонн.

Выводы:

1. Выделение пропластков солей, потенциально подверженных течению во вскрытом разрезе, в настоящий момент затруднительно, так как геофизические характеристики этого пропластка выше и ниже лежащей каменной соли практически одинаковы.
2. Течению подвержены не только участки солей сложного состава но и каменные соли. Скорость течения каменной соли различна и достигает 9,0 мм в сутки, а скорость течения солей сложного состава может достигать и до 30,2 мм в сутки.
3. Пропластки подвижного галита начинают встречаться с глубины 2100м. На глубинах более 5000м соли в разрезах встречаются редко по причине ограничения как проектных забоев скважин так и глубин распространения солей. Наблюдается тенденция уменьшения скорости течения соли с глубиной.
4. Зависимость скорости течения галита от горного давления дает возможность определить минимальное значение горного давления при котором возможно начало перехода соли из упругого состояния в вязко-пластическое. Для Юга Оренбургской области это давление по рисунку 3, равно 45 МПа. С ростом горного давления наблюдается уменьшение скорости течения соли.
5. Характерный для глубины 2100м температурный минимум, при котором наблюдается течение каменной соли, соответствует 55°C.
6. Течение солей в скважинах Соль-Илецкого поднятия, Восточно-Оренбургского сводового поднятия и Предуральского краевого прогиба возможно и при низких значениях разницы между горным и гидростатическим давлением, от 9МПа.
7. Соли сложного состава проявляют могут перейти в вязко-пластическое течение с глубины 1560м, температуре 44°C, горном давлении 32МПа и разнице между горным и пластовым давлением 7МПа.
8. Проблематика снижения аварийности в скважинах из-за динамики солей требует дальнейших исследований в данном направлении в других регионах. Особое внимание необходимо уделить распределению напряжений в горном массиве около скважинного пространства и геофизическим методам его оценки.

Список используемой литературы:

1. Деркач А.А. Выбор технологии проводки скважины в хомогенных отложениях, препятствующей смятию обсадной колонны // НТВ «Каротажник». Тверь: АИС, 2009. №8(185). С. 82-91.
2. Масленников В.И. Литологическое расчленение галогенных отложений комплексом геофизических методов // НТВ «Каротажник». Тверь: АИС, 2004. №118-119. С. 128-136.
3. Масленников В.И. Изучение устойчивости ствола скважин в соляном массиве по данным ГИС // НТВ «Каротажник». Тверь: АИС, 2004. №118-119. С. 265-274.
4. Масленников В.А. Разработка геофизических технологий предупреждения осложнений при строительстве скважин в соляном массиве: диссертация на соискание ученого звания кандидата технических наук: 25.00.10.
5. Патент №2321739 «Способ снижения напряжений в околоскважном пространстве». Патентообладатель ООО «Оренбурггеофизика» Авторы: Деркач А.С., Масленников В.И., Деркач

А.А. Заявка №2006106145. Приоритет изобретения 27 февраля 2006г. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 10.04.2008 г.

7. Пантелеев А.С., Козлов Н.Ф., Постоенко П.И. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области. Оренбург:- ОКИ, 1997, 270 с.

8. Сафонов А.О., Айсин Г.А., Трунова М.И., Фокша О.В. Условия проводки поисковых скважин в эвапоритовых отложениях Юга Оренбургской области // НТВ «Каротажник». Тверь: АИС, 2004. №118-119. С. 117-123.

9. Терентьев В.Д., Шабалин А.Н. Концепция механизма воздействия соленосной толщи на околоствольную зону и конструкцию скважин// Информ. Бюл. Российского геологического об-ва. 1994.-№8.

10. Терентьев В.Д. и др. О несоответствии технологии бурения и конструкции скважин горно-геологическим условиям нефтяных и газовых месторождений в областях соленосных бассейнов. – Саратов.: Недра Поволжья и Прикаспия. – 1994. – Вып. 8.

Сведения об авторах:

Деркач Александр Анатольевич – заместитель генерального директора по производству ООО научно-промышленная геофизическая компания «Росгео» Т:8-9033-662995. E-mail: rosgeo2011@yandex.ru

ЗНАЧЕНИЕ ВЫСОКОТОЧНОЙ ГИРОСКОПИЧЕСКОЙ ИНКЛИНОМЕТРИИ ДЛЯ БЕЗОПАСНОЙ И ЭФФЕКТИВНОЙ ПРОВОДКИ СКВАЖИН. ОПЫТ ООО НПП «ГЕОСПЕЦПРИБОР»

*А.М. Насрутдинов, Э.Р. Фаррахов
ООО НПП «ГеоСпецПрибор», г. Уфа, Россия*

Бурение нефтяных и газовых скважин – сложный технологический процесс, в котором требования к точности определения пространственного положения ствола постоянно растут. Конечная цель бурения эксплуатационной скважины – вскрытие продуктивного пласта таким образом, чтобы обеспечить добычу максимального количества продукции с минимальными затратами. Для этого геологическая служба на основании модели месторождения и фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта строит сетку бурения, а также устанавливает допустимую область попадания в цель при бурении – круг или коридор допуска. При этом приборы для определения пространственного положения скважины, как и любой измерительный прибор, имеют определенную погрешность. Зачастую фактические ошибки измерения траектории при бурении значительно превышают круг допуска скважины.

Кроме того, при строительстве каждой конкретной скважины необходимо учитывать множество других факторов: сложность ее конструкции и профиля, интенсивность набора кривизны ствола, свойства пород в разрезе, толщину продуктивного пласта и его геологическое строение, а также расположение и близость стволов соседних скважин. Неверное определение пространственного положения скважины, наряду с другими факторами, может привести к снижению эффективности бурения, финансовым и временным потерям, ошибкам в построении геологической модели месторождения (например, неверное определение абсолютных отметок кровли и подошвы продуктивного пласта). В условиях близкого расположения соседних скважин повышается риск серьезных аварий, таких как пересечение стволов скважин.

Учитывая тенденцию к увеличению протяженности скважин, длины горизонтальных участков и уплотнению сетки бурения, вопрос корректного определения траектории ствола скважины при бурении является критически важным.

В данном докладе рассматриваются способы определения траектории стволов скважин, источники ошибок измерений и пути повышения точности замеров.

Ошибки забойных телеметрических систем

На сегодняшний день основную долю исследований траектории скважин проводят с помощью забойных телеметрических систем (далее ЗТС) MWD (Measurement While Drilling) и LWD (Logging While Drilling), которые определяют пространственное положение скважины относительно гравитационного и магнитного полей Земли. Несмотря на несложную конструкцию инклинометров забойных телесистем, определение пространственного положения скважины не такая простая задача, как может показаться. Существуют различные источники ошибок при определении глубины, замерах зенитного угла и азимута.

Основные источники ошибок при определении глубины ЗТС:

— Ошибка при определении меры бурового инструмента. Как правило, буровой подрядчик определяет длину труб с помощью измерительной рулетки и вносит данные в нарастающую меру. Систематические ошибки – это погрешность измерительной рулетки и методики такого измерения. Грубые ошибки – это нарушение процедуры измерений, некачественный измерительный прибор и непоследовательность меры бурового инструмента.

- Растяжение, сжатие бурового инструмента, связанные с траекторией скважины и способом регистрации - на подъеме (с вытяжкой труб) или спуске (сжатие труб).
- Температурное расширение металла. Мера инструмента определяется на поверхности, зачастую при отрицательных температурах, тогда как в скважине температура значительно повышается и дает удлинение буровой компоновки.

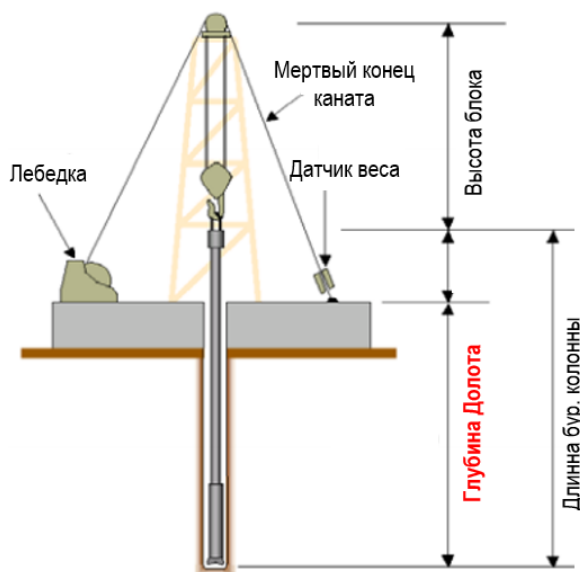


Рисунок 1 - Контроль глубины в процессе бурения

Основные источники ошибок при замерах зенитного угла ЗТС:

- Погрешность датчиков измерительного модуля (систематическая ошибка, связанная с метрологическими характеристиками датчиков).
- Несоосность расположения измерительного модуля внутри защитного кожуха и (или) расположение прибора внутри бурового инструмента.
- Прогиб буровой компоновки из-за геометрии и жесткости КНБК (компоновки низа буровой колонны), траектории ствола скважины, плотности бурового раствора.

Основные источники ошибок при замерах азимутального угла ЗТС:

- Погрешность датчиков измерительного модуля (систематическая ошибка, связанная с метрологическими характеристиками датчиков).
- Дрейф Северного магнитного полюса Земли.
- Намагниченность элементов буровой колонны.
- Влияние горных пород – местное магнитное поле земной коры.
- Поле внешних возмущений - магнитные бури, вызванные солнечной активностью.
- Намагниченность бурового раствора.
- Влияние элементов скважины или стволов соседних скважин.

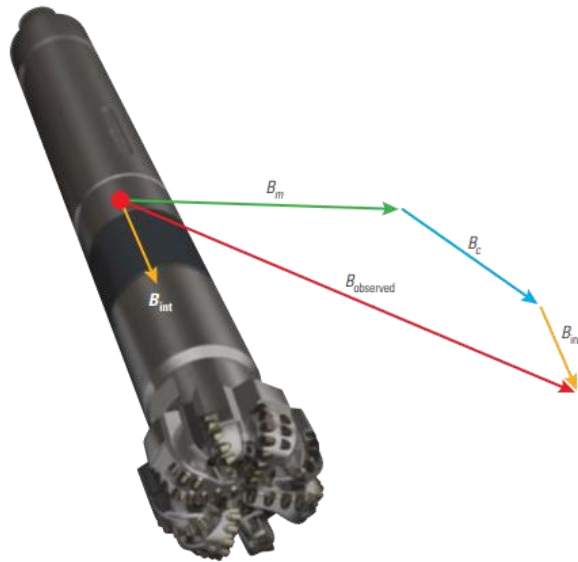


Рисунок 2 – Измеряемое магнитное поле B_{observed} состоит из основного магнитного поля Земли B_m , местного поля земной коры B_c и интерференции B_{int} .

Совокупность перечисленных ошибок даёт неопределённость положения ствола скважины в вертикальной и в горизонтальных плоскостях. По опыту работы команды ООО НПП «ГеоСпецПрибор» наиболее часто встречаются следующие ошибки инклинометрии:

- Ошибки вертикальной (абсолютной) глубины скважины, которые связаны с ошибками в мере бурового инструмента и с влиянием прогиба компоновки.
- Отход от запланированной траектории в горизонтальной плоскости (по азимуту бурения) из-за магнитной интерференция, которая оказывает значительное влияние при бурении по линии магнитного поля «Запад-Восток» и на высоких широтах – широта более 60° .
- Грубые нарушения процедуры замеров, включающие ошибки в определении меры или пропуски труб бурового инструмента, нарушение метрологических процедур (калибровок), человеческий фактор при введении коррекций (магнитное склонение, сближение меридианов, прогиб и т.д.), влияние магнитной интерференции – намагниченность колонны и солнечная активность.

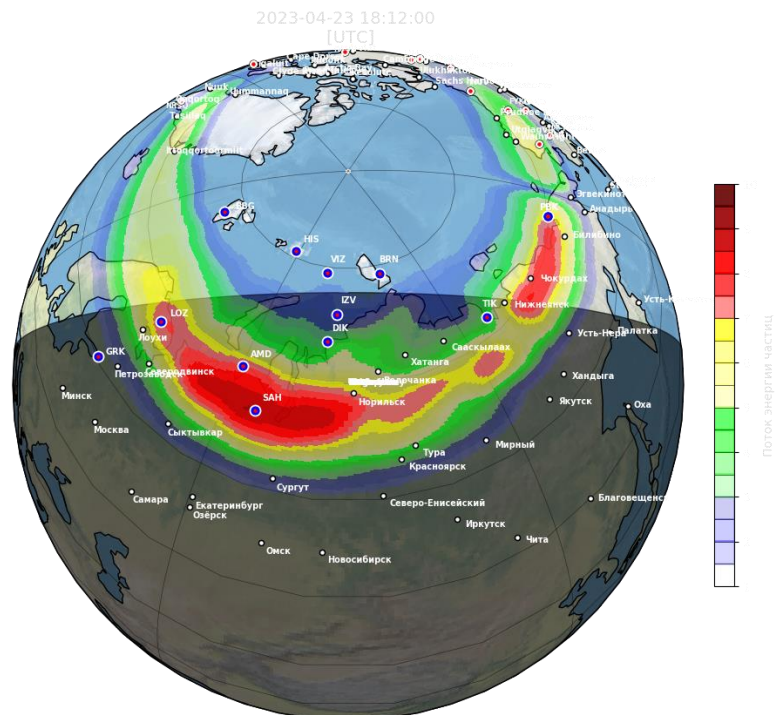


Рисунок 3 – Влияние солнечной активности на магнитное поле (23 апреля 2023 г.)

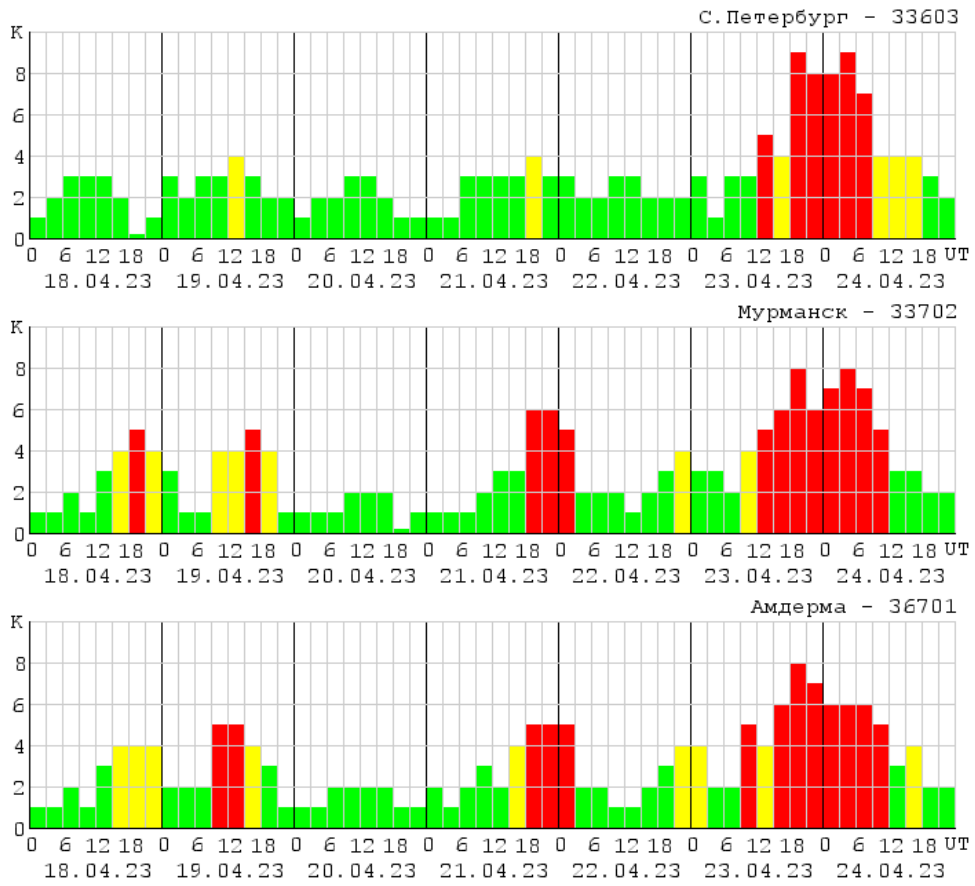


Рисунок 4 – Влияние солнечной активности за неделю

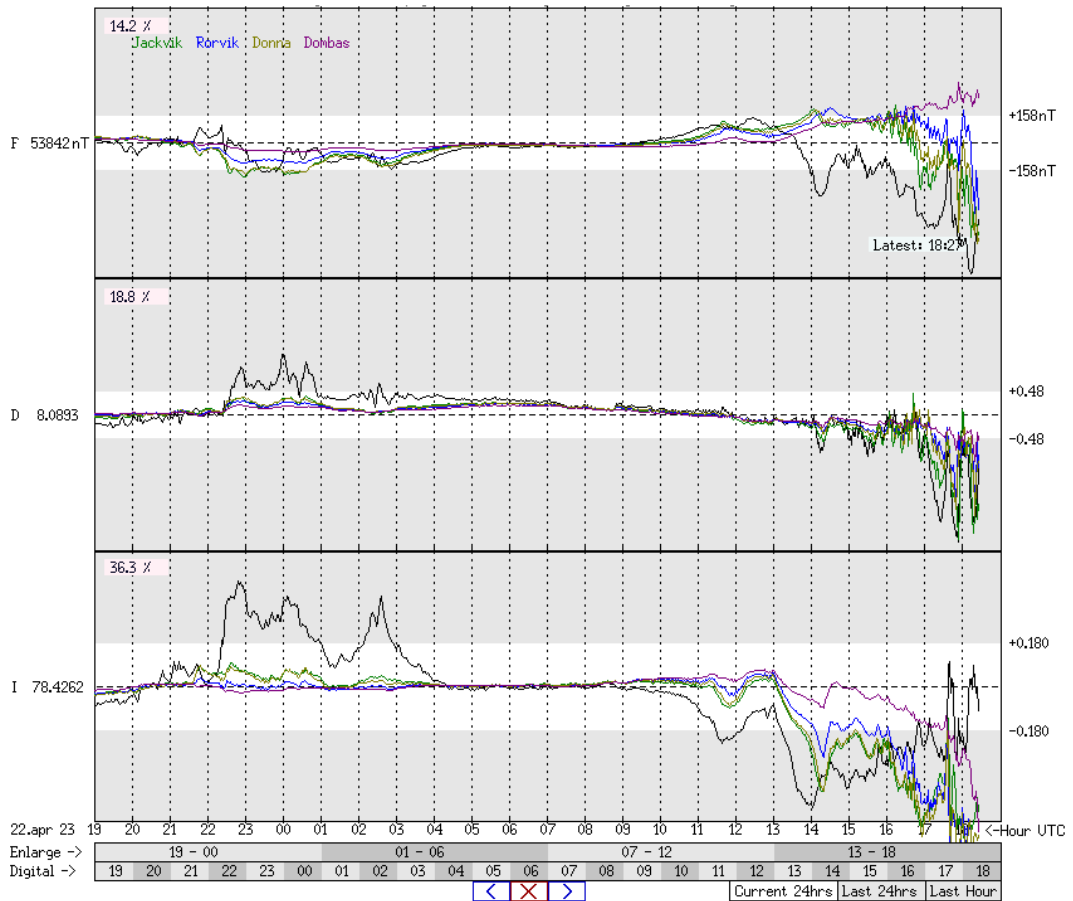


Рисунок 5 – Пример флуктуация магнитного поля за сутки

Моделирование ошибок

В индустрии на сегодняшний день существует множество приборов для определения пространственного положения скважин – инклинометров. Каждый прибор имеет присущую ему погрешность измерений, вызванную различными источниками ошибок. Влияние этих ошибок на результат измерения можно оценить статистически и описать математическими формулами.

Набор формул и коэффициентов формирует модель неопределенности прибора, с помощью которой можно оценить вероятность фактического положения ствола скважины в некоторой области пространства. Множество вероятных положений в каждой точке на плоскости образует проекцию в форме эллипса (эллипс неопределенности), а в совокупности образует конус (конус неопределенности), расширяющийся по мере увеличения глубины скважины. Предполагается, что фактический ствол скважины (при соблюдении всех процедур) находится внутри этого конуса.

Группа экспертов Руководящего комитета по точности замеров траектории скважин (ISCWSA – Industry Steering Committee on Wellbore Survey Accuracy) разработали единые правила создания модели неопределенности для инклинометрических приборов, ставшие признанным международным стандартом.

Модель ISCWSA базируется на математическом описании погрешностей чувствительных элементов современных магнитных и гироскопических инклинометров. Она позволяет выявлять и исключать грубые ошибки измерения, осуществлять совместную обработку многих измерений с целью минимизации погрешности определения пространственного положения скважин, осуществлять контроль риска столкновений стволов.

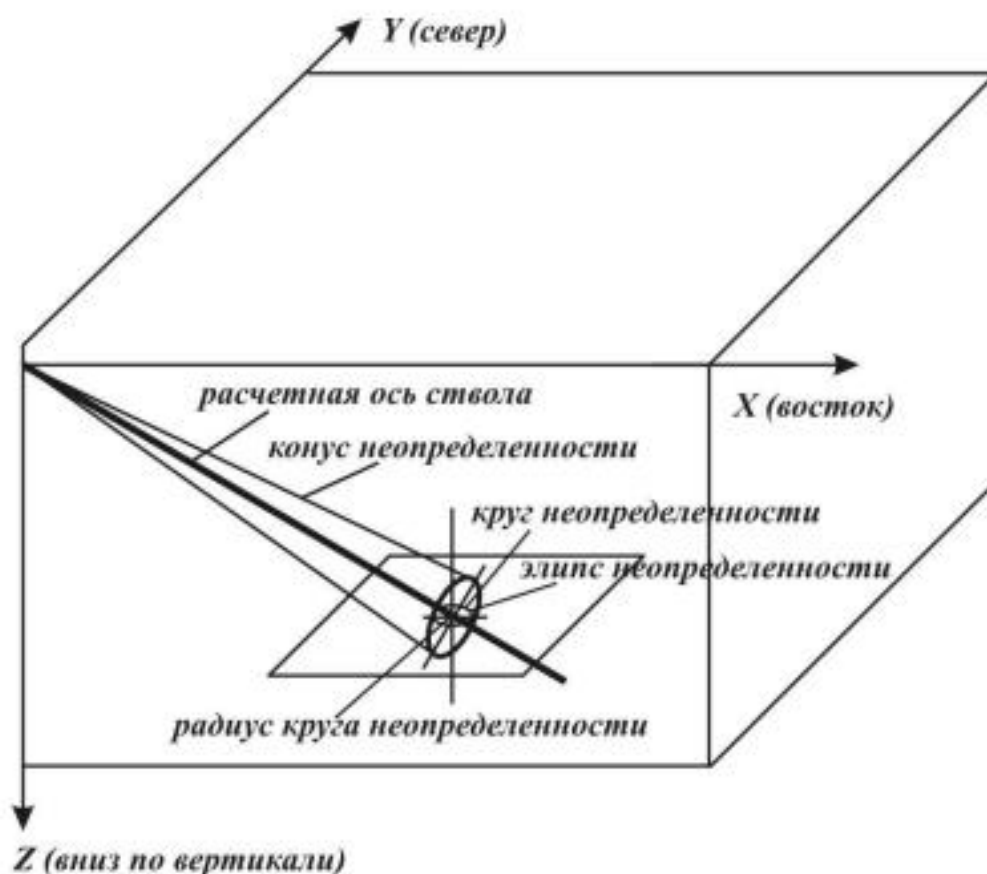


Рис. 6 – Простой конус ошибок

Доверительный интервал

Моделирование неопределенностей предоставляет метод определения того, насколько мы можем ошибаться, когда оцениваем что-то. Немецкий математик Гаусс описал «нормальное распределение» естественных измерений. Обычно для стандартного отклонения используется греческая буква sigma (σ). В зависимости от многомерности нормального распределения (или многомерного гауссовского распределения) sigma (σ) имеет различный доверительный интервал.

В бурении для прогнозирования возможного отклонения при моделировании ошибок используют двумерные 2D или трехмерные многомерности 3D в зависимости от этапов и целей бурения. Моделирование проводится при уровне достоверности минимум в 2 sigma (σ). Зачастую в России подрядчиками по наклонно-направленному бурению (ННБ) в нефтегазовой промышленности ошибки при моделировании считаются в 2.79 sigma (σ) или 3 sigma (σ).

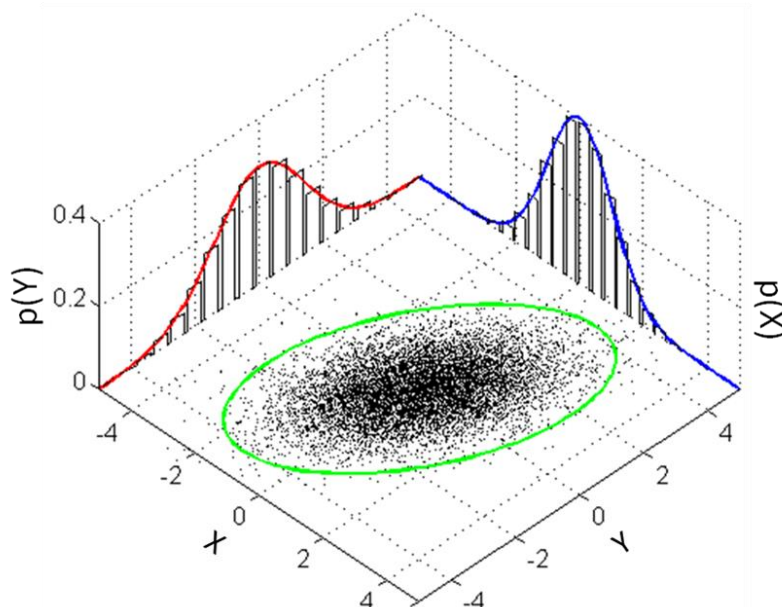


Рис. 7 – Пример выборки из многомерного нормального распределения в пределах 3 сигм двух частных распределений

Ограничения математического моделирования

Математическое моделирование по стандартам ISCWSA применимо только к измерениям траектории, производимым в соответствии с передовыми отраслевыми стандартами, которые включают:

- тщательную и регулярную калибровку прибора;
- максимум 30-метровые интервалы между замерами;
- контроль качества замеров, учитывающий такие параметры, как общее магнитное поле, дрейф гироскопа, общее гравитационное поле и угол наклона магнитного поля при каждом исследовании;
- использование немагнитного расстояния для замеров MWD в соответствии с отраслевыми нормами;
- для MWD – исследования, проводимые в магнитно-чистой среде вдали от обсадной колонны и прилегающих скважин.

Следует признать, что модель не может охватывать все возможные варианты и работает на статистической основе, и поэтому в ней ничего не говорится конкретно о каком-либо отдельном исследовании. Результаты можно интерпретировать как означающие, что если скважина была надлежащим образом исследована несколько раз с помощью различных приборов с одной и той же спецификацией, то можно было бы ожидать, что результаты будут распределены случайным образом с диапазоном значений, соответствующим неопределенности модели ошибки.

Модель не включает грубые ошибки, такие как нарушение процедуры замеров гироскопическими инклинометрами, использование неисправных приборов, некондиционная калибровка, проблемы с обработкой и анализом данных или вводом замеров в базу данных. Модель не охватывает все вариации и все возможности в исследовании ствола скважины.

Замеры забойных телесистем, которые подвержены внешним магнитным помехам, обычно не проходят проверку качества. Влияние магнитных помех от соседних скважин или обсадной колонны на точность съемки может сильно различаться, и во многих случаях его невозможно определить

количественно. Модель ошибок не пытается определить размер ошибки для любых измерений, которые подвержены магнитной интерференции.

Комитет ISCWSA не предоставляет сертифицированные модели ошибок для конкретных приборов инклинометрии. Опубликованные документы определяют только процесс и формулы для работы от набора параметров модели ошибок до оценки неопределенности положения. ISCWSA не определяет, не утверждает и не сертифицирует коды приборов, содержащие фактические величины моделей ошибок, которые управляют моделью ошибок. Они должны быть получены от производителя, так как производитель лучше всего понимает характеристики и ограничения своих приборов.

Методы снижения ошибок инклинометрии

Существует ряд наиболее распространённых мероприятий для повышения качества инклинометрических замеров и снижения влияния на них систематических и грубых ошибок.

Метрологический контроль

Является наиболее важным фактором, обеспечивающим качество и точность замеров инклинометрии. Существуют компании, производящие сервис замеров инклинометрии без должного контроля качества замеров, метрологического и технического обслуживания скважинной аппаратуры. Обслуживание, калибровка и поверка скважинной аппаратуры должна производиться с учетом рекомендаций завода-изготовителя, отраслевых требований и стандартов заказчика услуг. Только при условии полного и качественного метрологического обслуживания и калибровки аппаратура может соответствовать своим заявленным техническим характеристикам.

Применение поправок и уточненных магнитных моделей

Для улучшения точности замеров инклинометрии используют методики контроля качества, поправки и уточненные данные магнитного поля.

Для повышения достоверности данных производят замеры с большей дискретностью. Обычно забойные телеметрические системы производят замеры «по свечам» с шагом 18-27 метров. Увеличение плотности замеров с шагом 1-5 метров дает более полное представление об искривлении ствола и абсолютных отметках залегания пластов.

Применение поправок на провисание или прогиб бурильной колонны – SAG коррекция – уменьшает ошибки в замерах зенитного угла и помогает снизить ошибки вертикальной глубины (абсолютной отметки) до 30%.

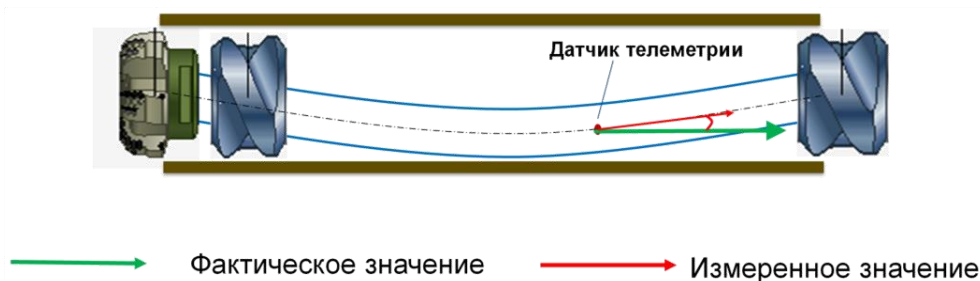


Рисунок 8 - Прогиб КНБК в процессе замеров инклинометрии

Использование уточнённых магнитных моделей позволяет точнее определять магнитное склонение. Такие магнитные модели составляются с помощью спутниковой съемки и аэросъемок. Более точными являются локальные магнитные съемки IFR-1 (In-Field Referencing), позволяющие уточнить магнитную модель с помощью наземной съемки с учетом локального магнитного поля. Самой продвинутой считается магнитная модель IFR-2, которая помимо наземной магнитной съемки использует локальную магнитную обсерваторию.



Рисунок 9 –Локальная магнитометрическая обсерватория

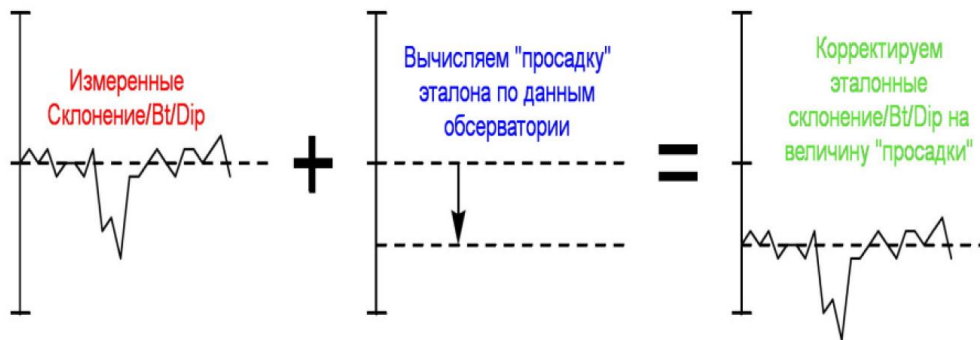


Рисунок 10 – Пример динамического пересчета эталонного склонения, VT, DIP с учетом вариаций поля (метод IFR2)

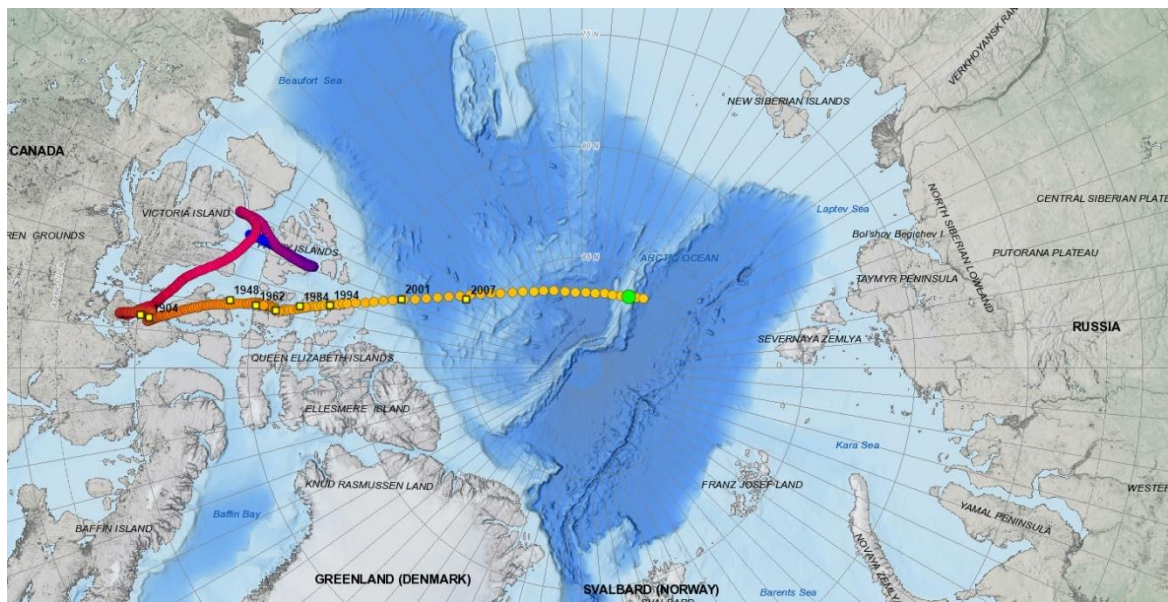


Рисунок 11 – Дрейф Северного магнитного полюса

Использование немагнитных труб в составе компоновки позволяет увеличить немагнитное расстояние от стального бурового инструмента и, тем самым, уменьшить влияние магнитной

интерференции. Также используют приспособления для снятия намагниченности с буровой компоновки.

Гирскопические инклинометры

Инклинометры с магнитными датчиками, применяемые при бурении в составе КНБК или при контрольных замерах, обладают недостатками, обусловленными, с одной стороны, временным дрейфом магнитных полюсов и неоднородностью магнитного поля Земли, а с другой стороны, подверженностью значительным ошибкам из-за высокого уровня помех, обусловленных близостью металла, а также магнитными возмущениями и аномалиями.

Гирскопические инклинометры, как правило, имеют более высокую точность и лишены недостатков, присущих магнитным инклинометрам. Принцип измерения гироскопов основан на другом физическом принципе - инерционных силах (силы тяжести и вращения Земли, силы Кориолиса), поэтому они не подвержены влиянию магнитных полей и сопутствующих ошибок.

Гирскопические инклинометры более сложны в изготовлении, калибровке и инженерном сопровождении, что приводит к удорожанию построенных на этом принципе приборов и исследований с ними. Поэтому обычно они используются для контрольных замеров траектории при бурении с использованием забойных телесистем, либо при необходимости проведения замеров в обсаженных скважинах. В составе забойных телесистем гирскопические модули пока редкость, используемая только в случае необходимости, как правило, при бурении на шельфовых проектах.

Высокоточная гирскопическая инклинометрия с ориентацией на Север.

Гирскопические инклинометры условно можно разделить на два типа по принципу работы или регистрации данных:

Непрерывный (инерционный) режим – гироскоп не определяет истинный Север (истинный азимут) и основан на регистрации силы Кориолиса. Определяет изменения или приращения азимута от начальной точки до окончания исследования. Далее полученные данные привязываются к истинному Северу различными способами: устьевого выставкой в режиме гирокомпас (по одной точке), устьевого выставкой по опорному азимуту (по одной точке) или привязке к режиму гирокомпаса в скважине (по нескольким точкам).

- ✓ Преимущества – непрерывный режим позволяет получать данные в движении от одной точки к другой.
- ✓ Недостатки – измерения подвержены влиянию внешних условий регистрации (таких, как рывки, резкие повороты прибора, циркуляция бурового раствора и прочее). Кроме того, режим такой регистрации сопровождается дрейфом азимута, т.е. погрешность измерений увеличиваются со временем. Таким образом, чем дольше работает прибор, тем выше ошибка измерений. Это критично для длительных исследований, таких как спуск в скважину на трубах или в режиме сбрасываемого гироскопа.

Режим поиска истинного Севера или Гирокомпасирование – точечный режим, позволяющий определять азимут относительно географического Севера при каждом измерении. Замеры (гиросоты) производятся путем определения вектора вращения Земли и силы тяжести и позволяют сразу получить данные инклинометрии в истинном Севере.

- ✓ Преимущества – измерения не требуют привязки, полученные данные соотносятся с истинным Севером. Измерения не подвержены временному дрейфу азимута, т.е. погрешность не накапливается со временем. Контроль качества замеров в режиме гирокомпаса значительно увеличивает достоверность измерений и полностью исключает человеческий фактор (который может возникнуть при устьевого привязке азимута оператором).
- ✓ Недостатки – измерения необходимо производить в неподвижном положении без внешних воздействий. В сбрасываем варианте измерения делаются во время отворота или наращивания бурового инструмента. Режим не позволяет получать непрерывные данные от точки к точке.

Самые простые гироскопические инклинометры привязываются на поверхности относительно заведомо известного азимута (например, азимута мостков буровой или опорного азимута систем GPS и прочее) и спускаются в скважину с регистрацией в непрерывном режиме, описанном выше. Такие приборы накапливают значительные ошибки из-за дрейфа, а привязка на устье оператором подвержена дополнительным неконтролируемым ошибкам (человеческий фактор, люфт оптической системы, точность позиционирования, дальность опорного объекта и прочее).

Современные высокоточные гироскопические инклинометры способны производить регистрацию данных одновременно в двух режимах: в режиме поиска истинного Севера и непрерывном режиме. При этом приборы способны работать в скважинах любого профиля, включая горизонтальные. Режим гирокомпаса позволяет значительно увеличить точность исследований и повысить контроль качества получаемых данных. Независимость замеров от начальной азимутальной ориентации прибора отличает высокоточные гироскопические инклинометры с ориентацией на Север от стандартных (инерционных) приборов, которые зависят от устьевого привязки и неконтролируемых сопутствующих ошибок. Кроме того, это позволяет проводить регистрацию в условиях присутствия внешних факторов воздействия (рывки, провороты компоновки, промывки, затяжки и прочее). При этом такие приборы способны получать данные высокой дискретности. Это возможно благодаря режиму непрерывной записи прибора между остановками.

Благодаря своей универсальности современные высокоточные гироскопические инклинометры с ориентацией на Север поддерживают все существующие средства доставки скважинной аппаратуры (геофизический кабель, скважинный трактор, ГНКТ, проволока, трубы, режим сбрасываемого гироскопа) и могут производить запись как в автономном режиме, так и в режиме реального времени. В режиме реального времени, как правило, проводятся контрольные замеры траектории на геофизическом кабеле, ориентирование забойного оборудования и бурение с использованием гироскопа в буровой компоновке. В автономном режиме могут производиться контрольная запись на проволоке, замеры на трубах и в режиме сбрасываемого гироскопа.

Сбрасываемый гироскоп позволяет проводить исследования без остановки процесса строительства скважин. Таким образом, без дополнительных затрат времени возможно произвести высокоточные исследования траектории скважин с целью контроля подрядчиков по наклонно-направленному бурению, подтверждения геологических целей бурения и безопасной проводки скважин в условиях риска пересечения стволов скважин.

Опыт ООО НПП «ГеоСпецПрибор»

Пример №1

Применение высокоточного гироскопического инклинометра с ориентацией на Север в сбрасываемом режиме для исследований траектории горизонтальной скважине на шельфовом проекте. Ниже показаны результаты исследования, сравнение с замерами современной забойной телеметрической системой с построениями моделируемых эллипсов ошибок.

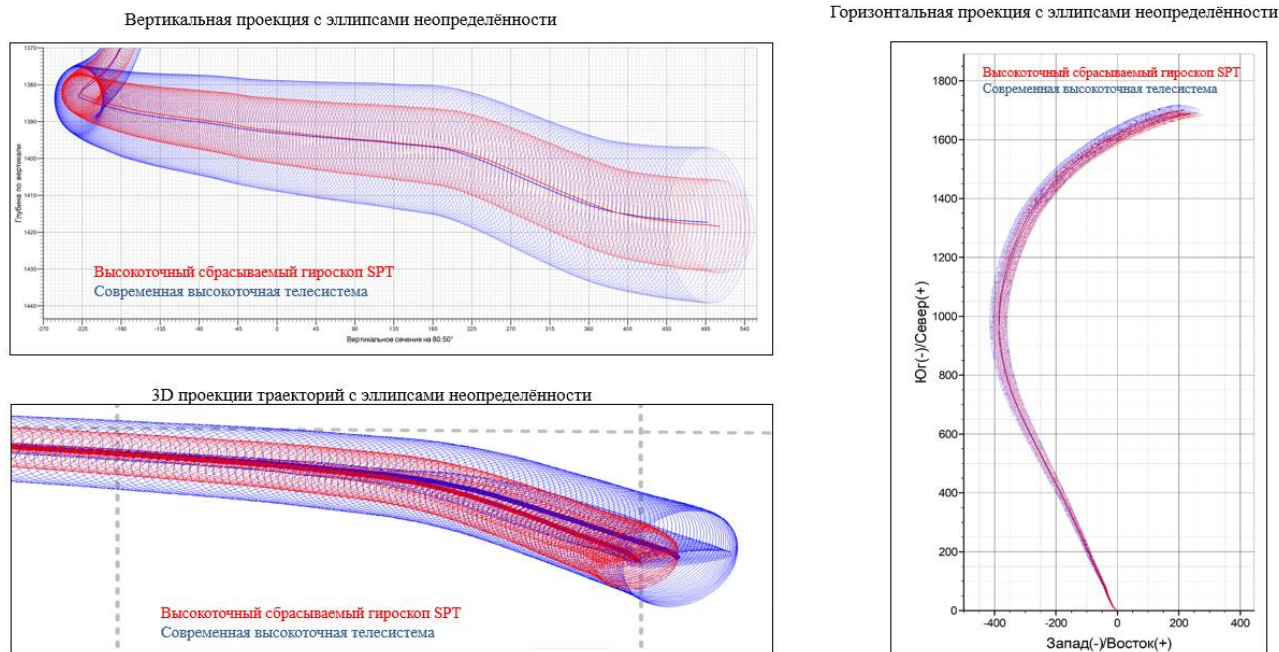


Рисунок 12 – Результаты исследований примера №1

Применение высокоточного гироскопического инклинометра позволило уменьшить:

- площадь эллипса неопределённости на 72%;
- величину большой полуоси эллипса неопределённости на 24%;
- величину малой полуоси эллипса неопределённости на 63%.

При проведении замеров не было потери времени и простоя скважины, что очень критично для шельфовых проектов.

Пример №2

Скважина с протяженным горизонтальным стволом (длина горизонтальной секции ГС – 1920 м, глубина по стволу скважины 3557 м). По данным ЗТС абсолютные отметки ГНК (газонефтяной контакт) были ниже проектных. Для принятия скважины в добывающий фонд необходимо уточнение отметок ГНК и ГС. Цель исследования – уточнение пространственного расположения горизонтального участка для завершения процесса строительства. Для этих целей были проведены исследования сбрасываемым гироскопом с модулем гамма-каротажа на инструменте НКТ.

Замеры не выходят за коридор прогнозируемых ошибок, однако, сбрасываемый гироскоп ООО НПП «ГеоСпецПрибор» уточнил метки ГНК. После проведения контрольного замера траектории метки соответствовали проектным. Замер сбрасываемым гироскопом ООО НПП «ГеоСпецПрибор» помог уточнить пространственное расположение ствола скважины и позволил проводить дальнейшие мероприятия по разработке запасов углеводородов.

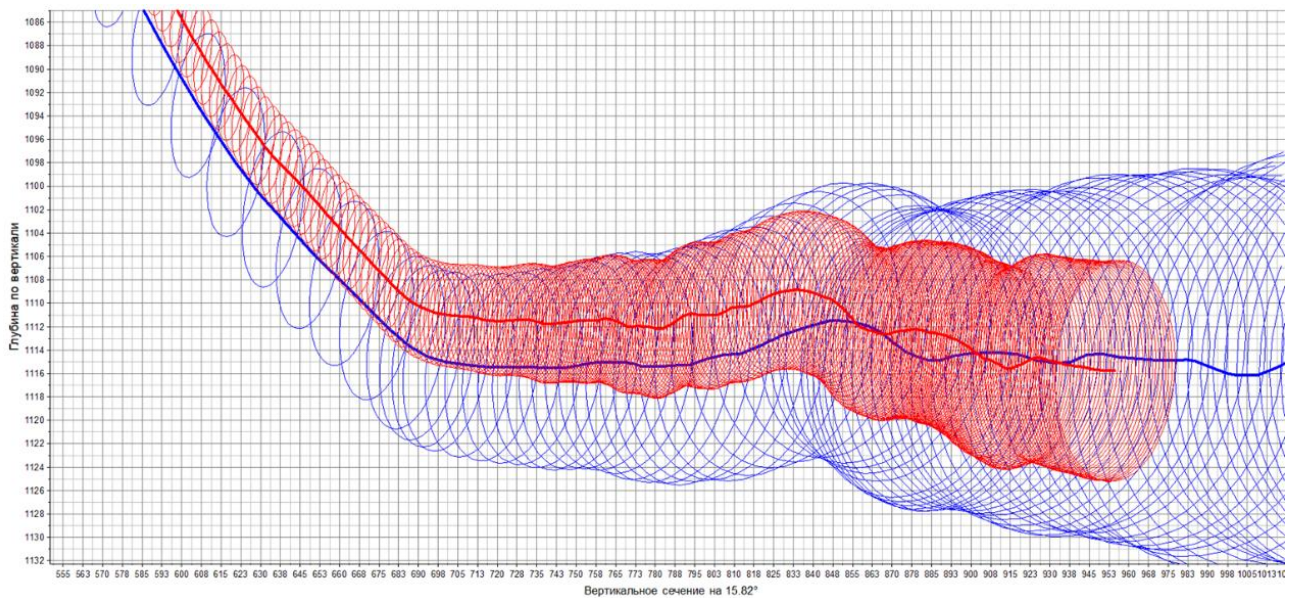


Рисунок 13 – Результаты исследований примера №2

Пример №3

После бурения секции поисково-оценочной скважины обнаружена разница показаний азимута до 10 градусов между инклинометром при окончательном каротаже и показаниями телесистемы, в результате чего наблюдался отход траектории на 47 метров (южнее) относительно плана бурения. Для контроля подрядчика по бурению был произведен замер траектории сбрасываемым гироскопом компании ООО НПП «ГеоСпецПрибор».

Независимый замер сбрасываемым гироскопом подтвердил уход от заданной траектории на 75 метров южнее относительно замеров телесистемы. При этом замеры выходят за пределы прогнозируемых ошибок. Замер сбрасываемым гироскопом показал разницу в азимуте 9-12 градусов относительно замеров телесистемы.

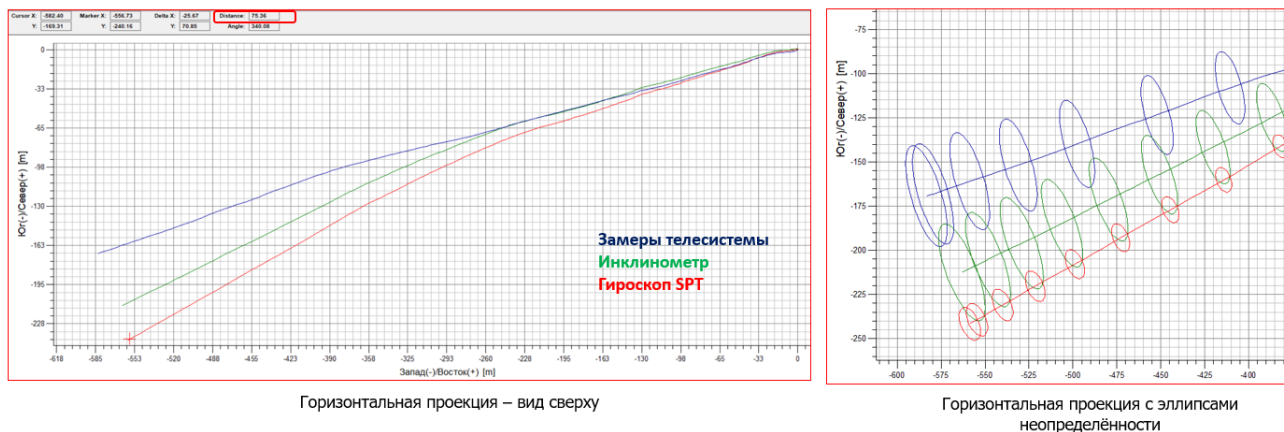


Рисунок 14 – Результаты исследований примера №3

Низкое качество замеров ЗТС, вероятно, обусловлено магнитной интерференцией, вызванной уменьшением немагнитного расстояния. Замер позволил выявить некачественные замеры подрядчика по бурению и отход траектории до начала бурения следующей секции скважины. Благодаря этому Заказчику удалось избежать финансовых потерь.

Итоги

Все больше недропользователей признает актуальность повышения точности инклинометрических данных и влияние их на показатели эффективности разработки месторождений. Наряду с усилением контроля качества замеров телесистем на основании магнитных датчиков, расширяется применение высокоточных гироскопических инклинометров.

Гироскопические инклинометры с ориентацией на Север, благодаря своим преимуществам, являются эффективным и надежным средством для уточнения пространственного положения стволов скважин и выявления некачественных данных инклинометрии. Замеры в действующем фонде скважин позволят уточнить геологическую модель месторождения и повысить нефтеотдачу путем включения в работу незадействованных участков продуктивного пласта. Широкое использование данной технологии позволит снизить издержки на бурение и повысить эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Список использованных источников:

1. Angus Jamieson. Introduction to Wellbore Positioning / University of the Highlands & Islands, 2012.
2. Torgeir Torkildsen, Stein T. Håvardstein, John L. Weston, Roger Ekseth. SPE-90408. Prediction of Wellbore Position Accuracy When Surveyed With Gyroscopic Tools / Society of Petroleum Engineers Inc., 2004.
3. www.atlasdrilling.ru.

Сведения об авторах:

1. Насрутдинов Альберт Марсович, руководитель проекта, ООО НПП «ГеоСпецПрибор», г. Уфа. Тел. +79177828789, albert.nasrutdinov@sptab.com.
2. Фаррахов Эльмар Радикович, главный специалист проекта, ООО НПП «ГеоСпецПрибор», г. Уфа. Тел. +79173626407, elmar.farrakhov@sptab.com.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ И ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Авторы	Стр.
О ЗНАЧИМОСТИ ТЕОРИИ СКВАЖИННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ В РАЗВИТИИ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ <i>Лобанков В.М. (УГНТУ, г. Уфа)</i>	6
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БАЗЫ ООО «НПП ЭНЕРГИЯ» И ОСВОЕНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ — ОСНОВА ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА АППАРАТУРЫ КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ LWD-2ННК-ГГКЛП(-ЗГК). <i>Авторы: Велижанин В.А., Воробьев А.Н., Быховец А.А., Евгеньев Г.Е., Емельянов А.В., Михайлов А.С., Моргун Д.Ю., Меженская Т.Е., Черменский В.Г.. ООО «НПП Энергия», г.Тверь)</i>	11
ТРЕБОВАНИЯ К ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМ КАНАЛАМ КОМПЛЕКСА ГТИ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН <i>Горбатюк Олег Васильевич¹, Осипчук Иван Петрович², Зуев Александр Михайлович²</i> <i>¹МОО ЕАГО ²ООО НПК «Геоэлектроника Сервис»</i>	20
ИННОВАЦИОННЫЕ КОРРОЗИОННОСТОЙКИЕ КАБЕЛИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН <i>Бабарыкин Валерий Николаевич, руководитель отдела технической компетенции ООО "Инкаб",</i>	27

НОВАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ГИС ДЛЯ ОТКРЫТОГО СТВОЛА И ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИН

Авторы	Стр.
ПОИСК ПРОПУЩЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ С УЧЁТОМ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ <i>Лаврентьев Марк Евгеньевич – ООО «ТКШ», Хипели Денис Викторович – ООО «ТКШ», Насибуллин Дмитрий Валерьевич АО «ПГО«ТПГ»</i>	30
РАЗРАБОТКА АКУСТИЧЕСКОГО КАВЕРНОМЕРА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И НАКОПЛЕННЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ В СОСТАВЕ АППАРАТУРЫ LWD ПРОИЗВОДСТВА ООО "НПП ЭНЕРГИЯ" <i>Авторы: Быховец А.А., Воробьев А.Н., Лебедев А.В., Лобода Д.Р., Моргун Д. Ю., ООО «НПП Энергия», г. Тверь</i>	33
ПРООТБОРНИК С АЗОТНОЙ КОМПЕНСАЦИЕЙ ПРОБЫ ИЛИ НОВАЯ ПАРАДИГМА В ГЕОФИЗИЧЕСКОМ ПРИБОРОСТРОЕНИИ <i>А. А. Шакиров АО НПП «ВНИИГИС»</i>	38
МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ – ТОЛЩИНОМЕТРИИ МНОГОКОЛОННЫХ СКВАЖИН МЕТОДОМ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ <i>Головацкая Гульнара Ишмухаметовна</i>	42

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

Авторы	Стр.
<p>ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ «ХАММЕР-ЭФФЕКТА» ПРИ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА В СОПРЯЖЕННОЙ МОДЕЛИ ТРЕЩИНЫ И СКВАЖИНЫ <i>Байков В.А.¹, Жонин А.В.², Ильясов А.М.¹</i> ¹ ООО «РН-БашНИПИнефть», ² ООО «АЛТИМ»</p>	49
<p>ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ ПОИСКОВ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ НИЖНЕГО КАРБОНА КИЗЕЛОВСКОГО БАССЕЙНА <i>О.Л. Сальникова ПАО «Пермнефтегеофизика», И.А. Черных ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», А.В. Шумилов Пермский государственный национальный исследовательский университет.</i></p>	51
<p>НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ В СИСТЕМЕ «ПРАЙМ» <i>Ремеев И.С., Баязитов С.Р., ООО НПЦ «ГеоТЭК», г. Уфа, Россия</i></p>	59
<p>РОЛЬ ЯДЕРНО-ФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ СПЕКТРОМЕТРИИ ДЛЯ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ. ИНГКС – ЛИТОСКАНЕР. <i>Журавлев Т.Б., Хисметов Т.В., Чернов О.С., Тропин А.Н.</i> <i>Общество с Ограниченной Ответственностью «НТЦ ГЕОТЕХНОКИН»</i></p>	72
<p>О ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ <i>Мамяшев Венер Галиуллинович, Туренко Сергей Константинович, , Мамяшев Тимур Венерович, Тюменский нефтегазовый университет</i></p>	75
<p>СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ КРОСС-ДИПОЛЬНОГО АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА <i>С.В. Белов, к.т.н., Н.Ю. Чистяков, ООО Предприятие «ФХС-ПНГ»</i></p>	81

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

Авторы	Стр.
<p>ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ПЕРМСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ ВОСТОКА РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ С УЧАСТИЕМ МАЛЫХ И СРЕДНИХ НЕФТЯНЫХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ <i>Утопленников В.К., Драбкина А.Д., Институт проблем нефти и газа РАН</i></p>	87
<p>РЕАЛИЗАЦИЯ ВТОРИЧНЫХ РЕСУРСОВ ПРОИЗВОДСТВА ВЫСОКОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ В СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ В УСЛОВИЯХ САНКЦИОННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ <i>Авторы: Щукин Юлий Григорьевич, д.т.н., профессор, Костюченко Сергей Леонидович, д.г.-м.н., почетный разведчик недр, член-корр. РАЕН</i></p>	93
<p>АВТОМАТИЗАЦИЯ ЗАДАЧ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ <i>Ю.Г.Богаткина (ИПНГ РАН), О.Н.Сарданашивили (ИПНГ РАН), О.А.Степанкина (РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина)</i></p>	98
<p>МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕГАРЕЗЕРВУАРОВ ФУНДАМЕНТА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ И МЕКОНГСКОЙ ПРОВИНЦИИ С ЦЕЛЬЮ ВОСПОЛНЕНИЯ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ <i>Утопленников В.К., Драбкина А.Д., Ершов А.В.ИПНГ РАН</i></p>	107
<p>КОМПЛЕКСНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖНЫХ УСЛОВИЙ ТЕЧЕНИЯ СОЛЕЙ В КУНГУРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА ЮГЕ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ. <i>Держач Александр Анатольевич, ООО научно-промышленная геофизическая компания «Росгео»</i></p>	119
<p>ЗНАЧЕНИЕ ВЫСОКОТОЧНОЙ ГИРОСКОПИЧЕСКОЙ ИНКЛИНОМЕТРИИ ДЛЯ БЕЗОПАСНОЙ И ЭФФЕКТИВНОЙ ПРОВОДКИ СКВАЖИН. ОПЫТ ООО НПП «ГЕОСПЕЦПРИБОР» <i>А.М. Насрутдинов, Э.Р. Фаррахов ООО НПП «ГеоСпецПрибор», г. Уфа</i></p>	126

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

Тезисы докладов конференции в рамках Российского Нефтегазохимического Форума и XXXI
Международной специализированной выставки «Газ.Нефть.Технологии-2023».
г. Уфа, Издательство ООО «Новтек Бизнес». 2023. с.148, ил.42, табл. 6
ISBN 978-5-6048431-1-6

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 15.05.2023г.
Формат 60x84¹/16. Усл.печ.л.23,25. Бумага офсетная. Гарнитура Times New Roman.
Тираж 130 экз. Заказ № . Печать методом ризографии.

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

ISBN 978-5-6048431-1-6



9 785604 843116

ООО «Новтек Бизнес», www.novtekbusiness.com