

г. УФА 15 ноября 2016 г.



XXI НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
**НОВЫЕ ГИС ТЕХНОЛОГИИ  
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ**

**ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ**

УДК 550.832  
ББК 26.2  
Ю 13  
Н 34

XXI НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НОВЫЕ ГИС ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ». Тезисы докладов конференции.

г. Уфа, Издательство ООО «Новтек Бизнес». 2016. с. 74

ISBN 978-5-9908252-1-5

В сборнике представлены тезисы докладов, отражающих современные достижения в развитии геофизической техники и технологий при решении таких задач, как информационное сопровождение горизонтального бурения, изучение залежей с трудно извлекаемыми запасами углеводородов, интенсификация добычи и мониторинг коэффициента извлечения нефти (КИН), контроль технического состояния скважин и экологическая безопасность процесса добычи. Рассматриваются также новые методы исследования и интерпретации ГИС, вопросы метрологического обеспечения, новое оборудование ГРП, МГРП, ГНКТ и другая техника для нефтегазового сервиса.

Представляет 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».

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

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

ISBN 978-5-9908252-1-5



9 785990 8252 15

## **ОРГАНИЗАТОРЫ И ПАРТНЕРЫ**

### **Организаторы:**

Геофизический кластер «Квант»

### **При поддержке:**

Торгово-промышленной палаты Республики Башкортостан  
Межрегиональная общественная организация Евро-Азиатское Геофизическое Общество (МОО ЕАГО )

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

Некоммерческое объединение «Союз поддержки и развития отечественных сервисных компаний нефтегазового комплекса» (НО «Союзнефтегазсервис»)

ОАО НПФ «Геофизика»

### **Генеральный спонсор:**

CHINA PETROLEUM UNITE CREATION ENGINEERING EQUIPMENT CO., LTD.

### **Информационные партнеры:**

Научно-технический вестник «Каротажник»

Журналы МОО ЕАГО «Геофизика» и «Геофизический вестник»

Научно-технический журнал «Нефть.Газ.Новации»

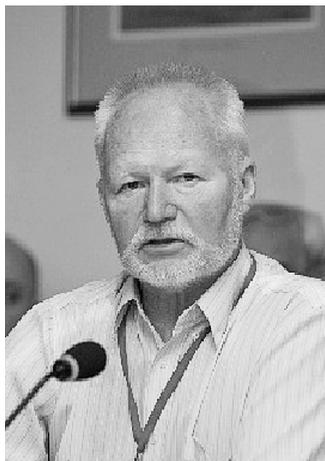
Научно-практический журнал «Время колтюбинга»

Аналитический журнал «Нефтегазовая вертикаль»

Журнал «Территория Нефтегаз»

Информационно-технический журнал «Сфера Нефтегаз»

Научно-технический журнал «Экспозиция Нефть Газ»



## Дорогие друзья!

Данная конференция проводится по инициативе геофизического кластера «Квант» совместно с ЕАГО, АИС и Союзнефтегазсервис. Кластер является крупнейшим в России центром геофизического приборостроения (40% рынка) и высокотехнологичного сервиса (20% рынка).

Организаторы конференции преследовали цель ознакомления широкого круга специалистов нефтегазовых и сервисных компаний с последними достижениями в развитии геофизических технологий. Значимым событием последних лет стало восстановление российской геофизикой своего статуса в тройке мировых лидеров в этой области (США, Россия, Китай). Показательно, что опрос, выполненный

ООО «Московские нефтегазовые конференции» в 2016 г. 44 действующих в России нефтегазовых компаний дал долгожданный результат: лучшими в номинациях «Геофизика» и «Сейсморазведка и ГИРС» признаны «ТНГ-Групп», Когалымнефтегеофизика и Башнефтегеофизика.

Для изучения залежей с трудно извлекаемыми запасами углеводородов, навигации при горизонтальном бурении, ГИС в процессе бурения (LWD), инструментальном контроле коэффициента извлечения нефти (КИН) создана отечественная аппаратура и сервисные компании готовы предоставить соответствующие услуги. В этом направлении прогресс будет продолжен, но зависимости от иностранного сервиса не существует. Пока это делалось только за счёт частных инвестиций, без средств государства и нефтегазовых компаний.

В настоящее время актуальной проблемой стал ГИС сервис на шельфе. Необходимо в связи с санкциями преодолеть монополию Шлюмберге в этом виде сервиса. Вот почему на конференцию приглашены наши коллеги из китайской компании COSL. Они при мощной поддержке своего государства и нефтяников успешно справились с этой задачей. Нам предстоит сделать то же.

Технологический прогресс в геофизике идёт ускоренным темпом. Вот почему нужен тесный контакт с потребителями геофизической информации. Площадка данной конференции предоставляет возможность

авторам геофизических технологий в прямом диалоге со специалистами нефтегазовых, буровых, ТКРС и других компаний находить оптимальные пути применения на промыслах наилучших доступных геофизических технологий.

От имени организаторов хочу всем участникам конференции пожелать успехов в их усилиях по развитию и укреплению нефтегазовой индустрии России.

**Председатель Оргкомитета конференции,  
Первый вице-президент МОО ЕАГО  
Председатель координационного  
совета ГК «Квант» Лаптев В.В.**

# Оглавление

---

Анализ геофизического рынка .....	9
Российский геофизический комплекс-2016. Инновационное развитие. Лаптев В.В. Первый вице-президент ЕАГО, Председатель координационного совета ГК «Квант», (Уфа) .....	10
<b>РАЗДЕЛ 1.</b>	
<b>ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ГЕОЛОГИИ И БУРЕНИЯ .....</b>	<b>11</b>
Новые актуальные технологии ГИС для решения различных задач нефтегазовой отрасли. Перелыгин В.Т., Даниленко В.Н., Кнеллер Л.Е., Чупров В.П. Ханнанов А.М., ОАО НПП «ВНИИГИС», (г.Октябрьский).....	12
Новые технологии в ООО «ТНГ-Групп». Мухамадиев Р.С., ООО «ТНГ-Групп», (г. Бугульма).....	18
<b>ГИС залежей с трудно извлекаемыми запасами, КИН .....</b>	<b>21</b>
Новая аппаратура индукционного каротажа для исследования бурящихся скважин. Дворкин В.И. , Лаздин А.Р., Пермяков Г.С., Сакаев Р.Ш. ООО НПФ «ГеоКИП», (г.Уфа) .....	22
Теплофизический каротаж на керне как новый метод исследований баженовской свиты при решении задач поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов. Попов Ю.А., Чехонин Е.М., Габова А.В., Спасенных М.Ю. Сколковский институт науки и технологий, (г. Москва) .....	23
Применение микросканирующей техники и технологии для уточнения модели месторождения, Рыбка В.Ф., Зрячих Е.С., ООО «ПИТЦ «Геофизика» (г. Пермь).....	26
Комплекс ядерно-геофизических методов каротажа и его место в технологии геофизического мониторинга коэффициента извлечения нефти. Машкин К.А., ПАО НПП «ВНИИГИС», (г. Октябрьский).....	33
Новые возможности ЯМР при исследовании СВН. Мурзакаев В.М.1, Мухамадиев Р.С.1, Киргизов Д.И.1, Дубровский В.С.1, Скирда В.Д.2, Дорогиницкий М.М.2, Александров А.С.2, Абдуллин Т.Р.3, Шипунов Т.В.3, Хисамов Р.С.4, Динмухамедов Р.Ш.4 ООО «ТНГ-Групп» .....	36

**Исследования в процессе бурения (MWD, LWD и др.).....37**

Аппаратно-методический комплекс ГИС в процессе бурения скважин. Каюров К.Н. ООО НППГА «Луч», (г. Новосибирск).....38

Опыт технико-технологического и телеметрического сопровождения процесса бурения ОАО «Башнефтегеофизика» А.А. Попов, М.М. Акбашев, И.И. Сарваев (АО «Башнефтегеофизика» Департамент наклонно-направленного и горизонтального бурения Дирекции промысловой геофизики, г. Уфа, Башкортостан, Россия).....40

Геолого-информационное сопровождение строительства скважин. Каюров Н.К., Лукьянов Э.Е., ООО НППГА «Луч», (г. Новосибирск).....43

Новые технологии ГТИ раннего предупреждения осложнений и аварийных ситуаций в процессе бурения. Лугуманов М.Г., Махмутов Ш.Я., Багаутдинов А.Р., Сидорович С.Н., ООО "Геотехсервис", (г. Уфа)» .....44

Развитие эталонной базы ГИС – гарантия качества геофизических услуг. Лобанков В.М., Гриценко И.А. УГНТУ, Святохин В.Д., Яхин Р.В. ЦМИ «Урал-Гео», (г. Уфа).....47

**РАЗДЕЛ №2.**

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ  
ДЛЯ ДОБЫЧИ И РЕМОНТА СКВАЖИН .....50**

**Технологии ГРП, МГРП, ГНКТ .....50**

Новая колтюбинговая технология ГИС и ремонта скважин с использованием грузонесущей токопроводящей полимерной трубы. Янкин Б.Д. ООО "Сибирские Новые Технологии" (г. Нефтеюганск ).....51

Технология проведения МСГРП BNG WirePlug. Казаков А.В., АО «Башнефтегеофизика», (г. Уфа).....59

Разработка отечественного программного обеспечения по 1D геомеханическому моделированию и дизайну ГРП в рамках импортозамещения. Шайбаков А.Л., Кузнецов И.В., Ющенко М.А., ООО НПО "СНГС", Гасеми М., Гараванд А., РГУ НГ, (г. Москва) .....61

Новое поколение геофизической техники и технологии для контроля цементирования скважин. Сулейманов М.А., Галеев Р.Р., Исламгулов В.И., Амиров К.М., АО НПФ «Геофизика», (г. Уфа).....64

**МОЛОДЕЖНАЯ СЕКЦИЯ.....66**

Первый опыт применения нейтронной гамма-спектрометрии для оценки минерального состава пород в условиях терригенных отложений Западной Сибири. Рахимов А.Р., Адиев Д.А., Камалтдинов А.Ф. (ОАО “Когалымнефтегеофизика” г. Когалым).....67

Современные методы передачи телеметрических данных по каротажному кабелю Пружинин И.А. (аспирант Университета «Дубна»).....71

---

---

**XXI НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
«НОВЫЕ ГИС ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ».**

**Тезисы докладов конференции.**

г.Уфа, Издательство ООО «Новтек Бизнес». 2016. с.74  
ISBN 978-5-9908252-1-5

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

Издательство ООО «Новтек Бизнес»  
450520, Уфимский район, село Нижегородка, ул. Чапаева, д.26  
(347) 222-45-11  
[www.novtekbusiness.com](http://www.novtekbusiness.com)

Подписано в печать 10.11.2016г.  
Формат 60x84 1/16. Усл.печ.л. 4,30. Бумага офсетная. Гарнитура Times.  
Тираж 150 экз. Заказ № 363/1. Печать методом ризографии.

Отпечатано Изготовлено ООО «РегТайм»,  
РБ, г. Уфа, ул.Казанская, д.14,кв.9 ИНН 0278137706

Анализ  
геофизического  
рынка

## **Российский геофизический комплекс – 2016. Инновационное развитие**

---

**Лаптев В.В. Первый вице-президент ЕАГО,  
Промышленный кластер «Квант», (Уфа)**

Приводится анализ рынка геофизического сервиса и рассматриваются основные тенденции его развития в условиях глобального экономического кризиса и действия санкций США и ЕС в отношении ТЭК России. Отмечается систематический рост этого сегмента рынка, несмотря на снижение в последние годы инвестиций в бурение и геологоразведку. Так с 2011 по 2015 гг. рынок вырос в 1.2 раза, а среднегодовой темп роста составил 24%. Устойчивый рост геофизического рынка, при стабилизации годовой добычи нефти в РФ на уровне 520-535 млн. т., обусловлен следующими факторами: а)ростом горизонтального бурения в сочетании с ростом количества операций по гидроразрыву пластов (ГРП), б)вводом в разведку и разработку залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов (ТриЗ) и в) освоением шельфа.

Другой важной тенденцией рынка является консолидация разрозненных сервисных активов в крупные холдинги (АО «Росгеология»). Уверенно наращивают свои производственные мощности такие компании, как ТНГ-Групп, Газпром-Георесурс, Башнефтегеофизика, МАГЭ. Иностраннный сервис, за исключением компании Шлюмберже, постепенно сдаёт свои позиции на российском геофизическом рынке. Курс руководства страны на замену импортируемой техники отечественной конкурентоспособной продукцией и высокотехнологичными услугами даёт реальный шанс для привлечения инвестиций государства и нефтегазовых компаний в геофизическое приборостроение и сервис.

Спектр услуг, предлагаемых геофизическим сервисом нефтегазовым компаниями, постоянно расширяется. Среди высокотехнологичных видов работ, освоенных геофизиками, следует отметить MWD, LWD, колтюбинговые технологии. На очереди стоит освоение услуг по ГРП и МГРП.

По итогам анализа делаются следующие выводы:

1.Российская геофизика восстановила свой статус в тройке мировых лидеров по развитию геофизики: США, Россия и Китай. Угроза поглощения этой высокотехнологичной индустрии Западом ликвидирована.

2.Ближайшими задачами развития отечественного геофизического сервиса являются возврат утраченных позиций по ГИС на российском шельфе, освоение производства оборудования и сервиса МГРП-ГНКТ, восстановление позиций на мировом сервисном рынке.

3.Импортозамещение по критическим отраслевым технологиям в приемлемые сроки возможно лишь при финансовой и приоритетной поддержке отечественных производителей оборудования и услуг, как со стороны государства (Минпромторг, Минэнерго РФ), так и нефтегазовых компаний (Роснефть, Газпром, Газпром нефть, Лукойл, Сургутнефтегаз).

Раздел 1.  
Геофизические технологии  
для геологии и бурения

## **НОВЫЕ АКТУАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГИС ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

---

**В.Т. Перельгин, В.Н. Даниленко,  
Л.Е. Кнеллер (ПАО НПФ "ВНИИГИС"),  
В.П. Чупров (ООО НПФ "ВНИИГИС-ЗТК")**

ВНИИГИС является предприятием с богатой 60-летней историей, которое успешно занимается разработкой специальных и уникальных геофизических технологий исследования скважин. За последнее десятилетие ВНИИГИС совместно с организованными на его базе научно-производственными фирмами (НПФ) достиг значительных успехов в направлении повышения эффективности создаваемых технологий.

ВНИИГИС и НПФ осуществляют разработки и оказывают сервисные услуги в следующих направлениях:

- радиоактивные методы для изучения геологического разреза скважин и контроля нефтегазонасыщенности;
- пространственные методы изучения и построения моделей геологического строения разрезов;
- исследования в открытом стволе скважин малого диаметра;
- акустические методы для исследования открытого ствола и обсаженных скважин различного диаметра;
- прямые методы исследования скважин аппаратурой на кабеле (опробование пластов и гидродинамический каротаж, отбор проб из ствола скважины, отбор керна из стенок скважины, вторичное вскрытие пластов сверлящими перфораторами);
- контроль технического состояния колонн и колтюбинговой трубы, качества цементирования скважин;
- информационное сопровождение проводки горизонтальных и наклонно-направленных скважин;

Далее подробнее остановимся на наиболее актуальных и новейших технологиях.

Успешно себя зарекомендовал при решении задач текущего мониторинга нефтяных и нефтегазовых залежей комплекс ядерно-геофизических методов, позволяющий количественно оценивать коэффициент текущей нефтенасыщенности, уточнять коэффициент пористости и объемную модель породы, а также решать другие задачи. Комплекс реализуется с помощью трех видов аппаратуры ЦСП-С/О-90, ЦСП-2ИНГК-43, ЦСП-ГК-С-90. Развитие комплекса ядерно-геофизических методов продолжается в направлении его расширения и повышения возможностей в решении геологических задач на стадии разведки и разработки нефтегазовых месторождений. Разработаны и опробованы в условиях нефтегазовых скважин: 3-зондовый прибор импульсного каротажа, включающий зонды 2ИННКТ или 2ИНГК и спектрометрический зонд ГК (СГК), и 5-зондовый прибор нейтронного и гамма-каротажа на базе стационарных нейтронных источников, включающий зонды 2ННКТ, 2СНГК и спектрометрический зонд гамма излучения радиационного захвата (ГИРЗ) и естественного гамма излучения.

Аппаратура ЦСП-ЗИНГКС-76 (ЦСП-ЗИННКС-76) реализует стандартную технологию ЗИНГК (ЗИННКС), а также спектрометрию гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов (ГИРЗ) и нейтронной активации (НАК) для оценки элементного состава горных пород, включая массовое содержание водорода, хлора, кислорода и кремния, а также спектрометрию естественного гамма-излучения (СГК) с регистрацией радиоактивных элементов U, Th, K; аппаратура имеет внешний диаметр 76 мм (в перспективе 73 мм), благодаря чему она может быть использована в скважинах малого диаметра, включая боковые и горизонтальные стволы.

Инновационной разработкой по модернизации комплекса ЯГМ является двухзондовый скважинный прибор спектрометрического импульсного многоканального нейтронного гамма-каротажа ЦСП-ЗИМКС-73. За одну спускоподъемную операцию аппаратура реализует широкий комплекс ЯГМ ГИС: спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК-С), в т.ч. углерод-кислородный (С/О) каротаж, импульсный нейтронный гамма-каротаж (ЗИНГК), спектрометрический и интегральный гамма-каротаж (СГК, ГК), нейтронный активационный каротаж (НАК) и может заменить используемый комплекс скважинных приборов ядерно-геофизических методов каротажа для проведения ГИС в обсаженных скважинах малого диаметра.

Разработанная в последние годы пятизондовая аппаратура спектрометрического нейтронного гамма каротажа КСПРК-III, реализующая методы ЗСНГК+2ННКС+СГК, обладает высокими технологическими возможностями. Эта аппаратура позволяет полностью реализовать технологию зондирования околоскважинного пространства по комплексу нейтронных методов.

В последнее десятилетие мировая нефтегазовая отрасль все настойчивее стремится извлекать нефть и газ из нетрадиционных источников – битуминозных песчаников, глинистых сланцев, которые относятся к категории трудноизвлекаемых запасов.

Во ВНИИГИС разработана технология диагностики нетрадиционных коллекторов на основе зондирования комплексом нейтронных методов. Разработан современный аппаратурно-методический комплекс на основе нейтронных методов, который позволяет определить наличие и фазовое состояние углеводородных флюидов в прискважинной зоне, а также их распределение в радиальном и вертикальном направлениях.

Во ВНИИГИС продолжают работы по совершенствованию скважинной сейсмической аппаратуры в плане повышения функциональности, термостойкости (175-200°С), и использования ее в совместно с наземной сейсморазведкой 2Д и 3Д.

Расширяется круг задач, решаемых ВСП, не только по изучению структуры околоскважинного пространства, но и по контролю за гидроразрывом пластов, выделению застойных зон нефти в обводненных месторождениях, а также при проектировании мест заложения нагнетательных скважин при эксплуатации месторождений. Работы в этом направлении проведены в Западной Сибири и в Казахстане.

Для выявления в разрезах скважин продуктивных трещинных коллекторов большое значение приобретает оценка пространственной ориентации трещиноватости пород в околоскважинном пространстве, для чего привлекаются пространственные методы исследования.

Эти задачи решаются с помощью электросканеров, в связи с чем в институте разработан нефтяной вариант электрического сканера диаметром 73 мм (АЭСБ-73) повышенной разрешающей способности с 16-секционным фокусированным электродом.

Электрический сканер позволяет выделять интервалы трещиноватости и в комплексе с имиджерами FMI (FMS, EMI) отличать вторичную (технологическую) трещиноватость от глубоких возможно насыщенных трещин.

Во ВНИИГИС создан индукционный наклономер, удовлетворяющий требованиям большой глубинности исследований и надёжного выделения крутопадающих трещин. Наклономер НИПТ-1 непрерывно сканирует околоскважинное пространство с помощью вращающегося вертикального измерительного зонда. Он «видит» слои горных пород и трещины на глубине до 0,5 м и даже те трещины, которые не пересекают ствол скважины и проходят мимо ствола. Эффективность применения наклономера НИПТ-1 показана на примере оценки характера обводнения нефтеносного пласта по вертикальным и субвертикальным трещинам в скважине Оренбургского газоконденсатного месторождения.

Проблемы, возникающие при заканчивании скважин на этапах разобщения пластов и вторичного вскрытия пласта в сложных геолого-технических условиях, позволяют относить эту ситуацию как проблему трудноизвлекаемых запасов.

В ПАО НПП ВНИИГИС разработан термобаростойкий вибратор электро-механический скважинный на каротажном кабеле дебалансного типа ВЭМС-Д, предназначенный для проведения работ в широком спектре технических условий при температурах до 150 °С и давлении 98 МПа. Положительные результаты работ проведенных вибраторами ВЭМС-Д на месторождении Шанли КНР и 20 скважинах месторождения Узень Казахстана свидетельствуют об эффективности метода и эксплуатационной надежности аппаратуры.

Очевидна необходимость использования после проведения вибрационного воздействия «щадающих» методов вторичного вскрытия, одним из которых является сверлящая перфорация приборами на кабеле.

В ПАО НПП ВНИИГИС разработан аппаратный ряд сверлящих перфораторов ПС-112М, ПГСР-2, ПГСР-3 позволяющий решать широкий спектр задач при вводе в эксплуатацию и ремонте скважин. Для вскрытия карбонатных коллекторов с ухудшенными фильтрационными свойствами и продуктивных объектов с глубокой зоной кольматации в настоящее время разработан и проходит производственные опробования сверлящий перфоратор ПГСР-3 позволяющий выполнять более протяженные каналы диаметром 20 мм, глубиной до 300 мм. Приборы аппаратного ряда сверлящих перфораторов ПС-112М, ПГСР-2, ПГСР-3 дают возможность с учетом технологических особенностей проводки скважины, ее конструкции, экономической целесообразности позволяют выбрать тип прибора наиболее полно отвечающий требованиям решаемой задачи. Логическим продолжением работ в этом направлении является разработка малогабаритного перфоратора предназначенного для вскрытия боковых отводов, забуриваемых в скважинах старого фонда и бурящихся скважин, обсаженных трубами диаметром 114, 127 и 140 мм.

Для повышения информативности и качества образцов горных пород, отбираемых сверлящими керноотборниками, а также обеспечения соответствия их размерности стандарту исследования керна колонкового бурения разработан и проходит испытания сверлящий керноотборник СКТ-3М2, предназначенный для отбора образцов диаметром 30 мм длиной до 55 мм.

Учитывая современные тенденции и ежегодное увеличение объемов строительства скважин малого диаметра разработан и готовится к производству опытный образец малогабаритного сверлящего керноотборника МСК предназначенного для исследования скважин диаметром от 142 мм до 170 мм.

На сегодняшний день, ВНИИГИС успешно поставляет на геофизический рынок параметрический ряд аппаратурно-методических комплексов гидродинамического каротажа и опробования пластов: АГИП-К, АГИС-Б и АИПД-7-10.

Для отбора герметичных проб жидкости и газа на заданной глубине ВНИИГИС в своем арсенале имеет пробоотборники ПГМ-36-300, ППГ-36-300, СПГ-65. Для проведения ГДИС в дополнение к пробоотборнику ПГМ-36-300 разработан автономный манометр МТГ-25.

Дальнейшее развитие получил автономный пробоотборник ПГМ-36-300А для горизонтальных и наклонных скважин. Эти пробоотборники в специальных контейнерах крепятся между трубами НКТ, затем при помощи наземного ремонтного оборудования связка труб НКТ и пробоотборников спускается в интервал испытания или добычи продукции.

Во ВНИИГИС активно развиваются электромагнитные и акустические методы контроля технического состояния скважин. Широко известны в России и за рубежом дефектоскопы ЭМДС-ТМ-42 а также электромагнитные дефектоскопы МИД-К (МИД-Газпром), разработанные АО НПФ "ГИТАС" с участием специалистов ВНИИГИС. Становится актуальным изучение не только третьей, но и четвертой от оси скважины колонны, а также колонн большого диаметра, до 473 - 508 - 610 мм. В ПАО НПФ «ВНИИГИС» проводятся работы по решению этой задачи. Разрабатывается новое поколение приборов с повышенной глубинностью исследований и разрешающей способностью.

Для обследования скважин на стадии капитального ремонта после извлечения насосно-компрессорных труб и скважин с НКТ большого диаметра разработаны приборы ЭМДС увеличенного диаметра до 48 м и 58 мм.

Постоянно совершенствуется аппаратура магнитоимпульсной дефектоскопии-толщинометрии МИД-К (МИД-К-ГК, МИД-К-ГК-С, МИД-3, МЕД-4Г, МИДС-К-100).

Зонды аппаратуры МИД-К-ГК-С и МИД-СК-100 создают сильное магнитное поле коаксиальными катушками разной длины. Приемные катушки расположены таким образом, чтобы обеспечить регистрацию  $H_{zz}$  и  $H_{zr}$  компонент электромагнитного поля. В МИД-3 и МЕД-4Г коаксиальными катушками различной длины создаются сильные магнитные поля, которые обеспечивающие раздельное исследование двух и четырех колонн .

АО НПФ «ГИТАС» совместно со специалистами ВНИИГИС разработан дефектоскоп для контроля технического состояния безмуфтовой длинномерной трубы (БДТ) - колтюбинга, обеспечивающий выявление и регистрацию дефектов типа раковин, вмятин, свищей, поперечных и наклонных трещин, сквозных отверстий, а также изменений геометрических параметров – овальности и средней по сечению толщины стенки трубы в процессе выполнения спускоподъемных операций на колтюбинговой установке. Для контроля трубы по всей её окружности используется 16 накладных дифференциальных дефектоскопических датчиков и 16 датчиков линейных перемещений для измерения геометрических параметров.

На основе прибора МИД-К для дефектоскопии промысловых трубопроводов разработана аппаратура МИД-ПТП, состоящая из автономного модуля дефекто-

скопа со встроенным блоком аккумуляторов, стыкуемым с модулем радиомаяка для определения положения дефектоскопа в трубе и комплектом одометрических колес для измерения пройденного расстояния.

По заданию компании Vanguard из Омана в ПАО НПП "ВНИИГИС" был разработан и изготовлен комплексный прибор ТСМ-2-120. Аппаратура ТСМ-2-120 состоит из двух модулей: модуля электромагнитного дефектоскопа - ЭМДС и модуля волнового акустического каротажа и шумомерии - ЗАС. Прибор позволяет за одну спуско-подъемную операцию оценить состояние цементного кольца, определить толщину стенок и выявить дефекты первой и второй от оси скважины колонн. Затем при необходимости проводится откачка или закачка жидкости в скважину и повторный каротаж методами термометрии и шумомерии с целью выявления негерметичности и интервалов заколонных перетоков.

В целях обеспечения экологической безопасности эксплуатации газовых месторождений, оценки технического состояния работающей газовой скважины, в НПФ "ГИТАС" совместно со специалистами ВНИИГИС разработана специализированная малогабаритная двухмодульная аппаратура ОТСК-ОСЗП и специальное технологическое программное обеспечение.

Модуль оценки технического состояния скважины (ОТСК) предназначен для исследования одной (центральной) колонны или одновременно двух колонн, например, НКТ и эксплуатационной колонны (ЭК) или двух ЭК, с определением дефектов и зон коррозии, с представлением количественных диаграмм или таблиц осредненной по окружности толщины каждой колонны в миллиметрах, а также разделением дефектов внутренней колонны по секторам. Содержит продольный и сканирующий зонд магнито-импульсной дефектоскопии, зонд спектрометрического гамма каротажа, высокочувствительный термометр и индикатор давления.

Модуль оценки скважинного заколонного пространства (ОСЗП) предназначен для регистрации плотности потока тепловых нейтронов на двух расстояниях от нейтронного источника и спектров гамма-излучения радиационного захвата (ГИРЗ) в энергетическом диапазоне ( $\leq 0.1 - 8 \text{ МэВ}$ ) с детализацией низкоэнергетической области ( $\leq 0.1 - 0.6 \text{ МэВ}$ ) на трех расстояниях от нейтронного источника.

Разработана технология мониторинга изменения газонасыщенности подземных объектов хранения газа на основе метода переходных процессов с периодической передачей информации в центр наблюдений.

Забойные телеметрические системы на основе беспроводного электромагнитного канала связи, разработанного во ВНИИГИС, прочно заняли свою нишу при проводке наклонно-направленных и горизонтальных скважин и эксплуатируются и производятся многими организациями почти 30 лет. Совместно с малыми предприятиями разработан и успешно используется ряд телеметрических систем с беспроводным электромагнитным каналом связи различных диаметров, таких как ЗИС-4МЭ, Азимут-4-108, ЗТС-42-ЭМ, ЗТС-42 КК с комбинированным каналом связи и несколькими модификациями наддольных модулей, позволяющими проводить измерения в процессе бурения вблизи долота.

Совместно с ООО НПФ «Горизонт» разработана и проходит производственные испытания модульная телеметрическая система «Азимут 4-108», измеряющая в процессе бурения инклинометрические параметры, угол положения отклонителя и естественную радиоактивность горных пород (ГК). Телесистема имеет возможность подключения дополнительных модулей многозондового бокового каротажа, радиоактивного каротажа и наддольного модуля, что повышает эффективность

оперативного управления траекторией ствола скважины на основе геофизической информации о разбуриваемой породе.

Для бурения боковых стволов, в том числе и из скважин старого фонда, совместно со специалистами ВНИИГИС-ЗТК разработана и используется в промышленном режиме телесистема малого диаметра ЗТС-42ЭМ, измеряющая зенитный угол и азимут траектории ствола, а также угол положения отклонителя в процессе бурения. Телесистема обладает высокой точностью измерений инклинометрических параметров, она надежна в эксплуатации и может дополнительно оснащаться модулем ГК, что повышает эффективность оперативного управления траекторией ствола скважины на основе геофизической информации о разбуриваемой породе, а также наддолотным модулем, который связан с материнской телесистемой беспроводным электромагнитным каналом связи, и, в зависимости от модификации, может измерять вблизи от долота зенитный угол, ГК (верх-низ), осевую нагрузку, обороты долота, уровень вибраций, давление внутри и снаружи, КС. В настоящее время во ВНИИГИС ЗТК разработано 6 модификаций наддолотных модулей.

Для решения задач геонавигации совместно с ВНИИГИС-ЗТК разработан и проходит промышленное опробование в течение 2-х последних лет модуль индукционного каротажа по методу переходных процессов (МИК-МПП-ПБ). Модуль работает в составе телесистемы ЗТС-42-ЭМ и позволяет измерять в процессе бурения удельное электрическое сопротивление вскрытых долотом пород.

Разработан и успешно прошел промышленные испытания модуль радиоактивного каротажа (РК) для проведения исследований методами нейтронного гамма каротажа и двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (2ННКт) в процессе бурения, который позволяет определить пористость горных пород. Включение модуля РК в состав телесистемы ЗТС -42 ЭМ превращает ее в систему LWD.

Телесистемы с электромагнитным каналом связи эффективно используются ВНИИГИС-ЗТК на Ашальчинском месторождении в Татарстане для бурения параллельных скважин при добыче битума. Пробурено более 20 скважин.

По заданию ТатНИПИнефть НПФ «ВНИИГИС-ЗТК» разработал электромагнитный маяк и технологию, которые позволяют проводить второй ствол точно над первым, Для перемещения маяка по нижнему стволу во время бурения верхнего ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК» разработал упрощенный трактор для движения в обсадной трубе диаметром 168 мм.

## **НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГИС, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ООО «ТНГ-ГРУПП» НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ СТРОИТЕЛЬСТВА, ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА СКВАЖИН**

---

**Р.С. Мухамадиев, Д.И. Киргизов, В.В. Баженов,  
В.С.Дубровский, В.М. Мурзакаев, Р.Н.Абдуллин  
(ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма)**

Решение геолого-технологических задач при разработке полезных ископаемых является важной и ответственной частью технологии эксплуатации месторождения. Использование современных методов ГИС и технологий их проведения становится необходимым условием для принятия экономически и технологически обоснованных решений.

В карбонатных коллекторах на территории РТ в отложениях каменноугольной системы сосредоточены почти все промышленные запасы нефти – 39% и разведанные запасы категории С2 – 61%, залегающие на глубине 650 – 1300 м. Ряд трудностей возникает при выделении пластов-коллекторов и определении типа карбонатного коллектора по результатам стандартного комплекса ГИС. Это обусловлено сложным строением фильтрационно-емкостной системы карбонатных коллекторов, когда наряду с межзерновой, широко развиты кавернозная, трещинная и смешанные типы коллекторов малой емкости. Для решения этой проблемы необходимы высокотехнологические методы ГИС, позволяющие оценивать тип пустотного пространства. На сегодняшний день в ООО «ТНГ-Групп» успешно опробованы и применяются электрические и акустические микроимиджеры, оценивающие параметры трещин и величину вторичной пористости. Достоверность оценок сопоставима с лабораторным изучением образцов. Данные кросс-дипольной акустики по изменению анизотропии поперечной волны применяются для оценки направленности разуплотнений сплошности пород. Двойные замеры кросс-дипольной акустикой успешно используются при оценках эффективности ГРП по следующим параметрам: определение упруго-деформационных свойств породы, высоты и направления трещин ГРП и т.д. Комплексование кросс-дипольной акустики с радиоактивным каротажем (РК, ГГКп) применяется при определении вещественного состава карбонатных отложений и определения преобладающего типа пустотного пространства.

Кроме того, данные акустического и электрического микроимиджеров, а также кросс-дипольной акустики позволяют определять направленность минимального стрессового состояния горных пород, которая позволяет прогнозировать направление развития трещиноватости.

Метод ядерно-магнитного каротажа в сильном поле способен давать информацию о количестве связанной воды и свободного флюида. Величина общей пористости является суммой эффективной, капиллярно-связанной и глинисто-связанной составляющих. Помимо скважинных работ, ООО «ТНГ-Групп» проводит исследования с помощью мобильной установки «ЯМР-Керн». В режиме реального времени можно получить следующую оперативную информацию: о структуре порового пространства; о величине общего флюидосодержания; о количестве подвижного и связанного флюидов; о проницаемости; о коэффициенте самодиффузии с возможностью типизации флюида по двумерным (2D) картам.

На рынке предоставления сервисных услуг по геонавигации ООО «ТНГ-Групп» присутствует с 2007 года. За это время проведено исследований более чем в 900 скважинах. ООО «ТНГ-Групп» имеет опыта более 2 лет при сопровождении бурения скважин для добычи сверхвязкой нефти с высокими требованиями к точности проводки.

Для работы применяются современные телеметрические системы с различными каналами связи (гидравлический, электро-магнитный, комбинированный), имеется собственный сервисный центр по обслуживанию телесистем, метрологический центр. Осуществляется мониторинг процесса проводки ствола скважины в режиме реального времени, производится построение геолого-гидродинамических трехмерных моделей.

ООО «ТНГ-Групп» разрабатывает и изготавливает собственные модули каротажа в процессе бурения. Реализованы и испытаны модули нейтрон-нейтронного каротажа, электрического бокового каротажа, модуль плотностного и электромагнитного (индукционного) каротажа. В стадии испытаний находится модуль акустического каротажа с функцией геолокатора. Выше названные модули позволяют определять пористость и нефтенасыщенность пластов, а модуль акустического каротажа даст возможность определить, на каком расстоянии от кровли и подошвы пласта проходит траектория скважины и, при необходимости, корректировать ее положение, т.е. пройти по наиболее продуктивной части пласта.

ООО «ТНГ-Групп» проводит большой объем геофизических исследований при контроле за разработкой и при ремонте скважин. На этапе эксплуатации и ремонта скважин решаются задачи:

- контроль текущих положений нефте- и газожидкостных контактов, определение текущей нефтенасыщенности пластов по комплексу ядерно-физических методов;
- определение профилей притока и приемистости, интервалов заколонной циркуляции жидкости;
- определение технического состояния скважин.

Для решения указанных задач широко применяются методы термометрии, расходомерии, влагометрии, плотностеметрии, резистивиметрии, шумометрии, закачки активированной жидкости (коротко живущих изотопов), барометрии, локализации муфт, сканирующей магнитной дефектоскопии, акустической цементомет-

рии, многорычажной трубной профилометрии, гироскопической инклинометрии. При исследовании скважин применяются комплексные многопараметровые (до 12-ти параметров) приборы малого диаметра 28 - 48 мм.

Таким образом, в распоряжении ООО «ТНГ-Групп» имеются все современные высокотехнологические методы, способные решать геологические и технологические задачи на качественно новом уровне, а это является одним из источников поддержания углеводородного потенциала.

ГИС залежей  
с трудно извлекаемыми  
запасами, КИН

## **Новая аппаратура индукционного каротажа для исследования бурящихся скважин.**

---

**Дворкин В.И., Лаздин А.Р., Пермяков Г.С., Сакаев Р.Ш.  
(ООО НПФ “ГеоКИП”).**

В научно-производственной фирме “ГеоКИП” разработан ряд новых приборов индукционного каротажа (ИК) диаметром от 42 до 76 мм, предназначенных для исследования нефтегазовых и рудных скважин. По сравнению с ранее выпускавшейся аппаратурой ИК за счет совершенствования конструкции зондов индукционного каротажа, удалось уменьшить основную погрешность измерений до 3%, расширить динамический диапазон измерения удельного электросопротивления (УЭС) горных пород с 0,4 до 300 Ом\*м, повысить термобаростойкость аппаратуры, и сократить затраты, сроки и себестоимость изготовления индукционных приборов.

Для исследования рудных скважин предназначена однозондовая аппаратура ИК-42. Выпускается в двух модификациях: зондом длиной 0,5 м обычно исследуются гидрологические скважины и скважины пробуренные на месторождениях алмазов; зондом 1,0 м осуществляется контроль за выработкой запасов урановых месторождений методом закисления.

Для исследования сильно наклонных и субгоризонтальных скважин используется двух, четырех и пятизондовая автономная аппаратура индукционного каротажа 2ИК-45, 4ИК-45, 5ИК-45, с максимальным диаметром 46 мм. При этом автономная малогабаритная аппаратура ИК помещается в промывной стеклопластиковый контейнер и может комплектоваться индукционным резистивиметром, предназначенным для определения УЭС промывочной жидкости в стволе скважины.

Для исследования бурящихся скважин комплексами на кабеле разработан транзитный модуль индукционного каротажа 4/5ИК-76. Модуль содержит четыре или пять трехкатушечных зондов ИК, резистивиметр оригинальной конструкции и канал измерения ПС.

Все вышеперечисленные индукционные зонды являются трехкатушечными и работают на частоте 50 кГц.

# **ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ НА КЕРНЕ - НОВЫЙ МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПРИ ПОИСКЕ, РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

---

**Попов Ю.А., Попов Е.Ю., Чехонин Е.М.,  
Габова А.В., Ромушкевич Р.А., Спасенных М.Ю.  
Сколковский институт науки и технологий**

Создание и внедрение метода и приборов оптического сканирования для измерений тепловых свойств пород на керне привело к резкому объему и качеству экспериментальной информации о тепловых свойствах, относящихся к базовым физическим свойствам пород, и существенно расширило область эффективного применения тепловой петрофизики при поисках, разведке и добыче углеводородов. Новая аппаратно-методическая база впервые обеспечила неразрушающее бесконтактное профилирование тепловых свойств с достаточно высоким пространственным разрешением (0,2-2 мм), регистрацию главных значений тензора теплопроводности и коэффициента тепловой анизотропии в совокупности с объемной теплоемкостью при различном флюидонасыщении пород при измерениях как на полноразмерном, так и стандартном керне [1]. Технология оптического сканирования прошла успешное широкое международное тестирование и рекомендована как наиболее эффективная для измерений тепловых свойств горных пород [2].

В 2014 году на основе прибора оптического сканирования в РФ впервые была разработана и реализована технология теплофизического каротажа керне, заключающаяся в достаточно быстром (5-6 м/час) непрерывном бесконтактном неразрушающем профилировании главных значений тензора теплопроводности, температуропроводности, объемной теплоемкости всего полноразмерного керна скважины с пространственной разрешающей способностью 1-2 мм и определением коэффициента тепловой анизотропии и степени тепловой неоднородности пород для каждого изучаемого образца керна [3].

В 2014-1016 гг. технология теплофизического каротажа была применена для непрерывного профилирования в условиях кернохранилищ более 13 000 образцов полноразмерного керна 17 скважин 11 месторождений баженовской свиты [4].

Установлено, что, в связи с незначительным влиянием пористости низкопроницаемых коллекторов на тепловые свойства пород и слабо изменяющейся теплопроводностью минеральной матрицы пород, содержание и распределение органического вещества оказывает определяющее влияние на теплопроводность пород и ее пространственные вариации для всех изучавшихся участков баженовской свиты.

Показано, что в этих условиях технология теплофизического каротажа на керне, помимо создания уникальных по представительности баз данных по тепло-

вым свойствам для бассейнового моделирования, гидродинамического моделирования методов добычи с тепловым воздействием на пласт и регистрации вертикальных вариаций тепловых потоков, открывает следующие качественно новые возможности для изучения баженовской свиты [4]:

- получение детальной (с пространственным разрешением 1-2 мм) информации о неоднородности разрезов скважин, которые характеризуются существенными вариациями и резко проявляющейся разномасштабной пространственной зональностью всех регистрируемых тепловых свойств, включая коэффициент тепловой анизотропии (породы баженовской свиты и вмещающие породы практически повсеместно характеризуются высоким коэффициентом анизотропии в диапазоне 1,3-3,5) и высокой степенью тепловой неоднородности каждого образца керна;
- регистрация высокдетальных (с пространственным разрешением 1-2 мм) непрерывных профилей общего содержания органического вещества вдоль скважин;
- прогноз акустической анизотропии пород месторождений на участках, где интерпретация данных акустического каротажа для этой цели невозможна или затруднена;
- получение детальных данных (с пространственной разрешающей способностью 5-10 см) о вариациях скоростей  $V_p$  и  $V_s$  упругих волн вдоль скважин;
- определение комплекса геомеханических характеристик (динамический модуль Юнга, коэффициент Пуассона, хрупкость и др.) с высокой детальностью непрерывной регистрации их пространственных вариаций (5-10 см вдоль скважины);
- замена или дополнение метода механического скретчирования керна, имеющего серьезные ограничения при изучении легкоразрушаемых пород баженовской свиты, для детальной (1-2 мм) регистрации неоднородности пород и вариаций предела прочности на одноосное сжатие пород вдоль скважины;
- детальная (1-2 мм) регистрация вариаций естественной радиоактивности пород в дополнение к данным гамма-каротажа и гамма-спектрометрии на кернах;
- выделение участков разрезов, на которых существенно ограничено применение гамма-каротажа для оценки содержания органического вещества;
- детальная (5-10 мм) регистрация вариаций плотности пород (в большинстве интервалов глубин).

Результаты исследований позволяют прогнозировать перспективность применения технологии теплофизического каротажа на кернах для исследований доманиковых отложений и пород хадумской свиты [5], а также для исследований месторождений с традиционными запасами углеводородов [3].

## Литература

1. Попов Ю.А., Чехонин Е.М., Паршин А.В., Попов Е.Ю., Миклашевский Д.Е. 2013. Новая аппаратно-методическая база тепловой петрофизики как средство повышения эффективности добычи тяжелых нефтей. Нефть. Газ. Новации. 4, 52-58.
2. Popov Yu., Beardsmore G., Clauser C., Roy S. 2016. ISRM Suggested methods for determining thermal properties of rocks from laboratory tests at atmospheric pressure. Rock Mechanics and Rock Engineering, 49(10), 4179-4207.

3. Попов Е.Ю., Чехонин Е.М., Сафонов С.С., Попов Ю.А., Ромушкевич Р.А., Герасимов И.В., Урсегов С.О., Гурбатова И.П. 2014. Результаты доизучения геологического строения пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения путем непрерывного теплофизического профилирования керна. Труды конференции EAGE «Геомодель-2014», 8-11 сентября 2014, Геленджик, РФ, 4 стр.

4. Попов Ю.А., Попов Е.Ю., Чехонин Е.М. и др. Теплофизический каротаж на керне как новый метод исследований баженовской свиты при решении задач поиска, разведки и добычи углеводородов. 2016. Труды Международной научно-практической конференции EAGE «Геомодель-2016». 12-15 сентября 2016, Геленджик, РФ, 4 стр.

5. Попов Е.Ю., Калмыков Г.А., Стенин В.П., Попов Ю.А., Спасенных М.Ю. 2015. Тепловые свойства пород баженовской свиты. Нефтяное хозяйство, 10, 32-37.

## **Применение микросканирующей техники и технологии для уточнения модели месторождения**

---

**Рыбка В.Ф., Зрячих Е.С. (ООО «ПИТЦ «Геофизика» г. Пермь)**

В 2012-2014 г наша компания активно внедряла и проводила исследования и методом электрического микросканирования аппаратурой КарСар МС-110 (ООО «Геофизтехника») для определения трещиноватости коллекторов.

В процессе производства работ мы определили еще одно направление практического применения этого метода, которое для разработки месторождения несет, пожалуй, еще более важную роль – это уточнение структуры месторождения. Важнейшая задача, позволяющая более эффективно планировать разработку месторождения.

Метод ЭМС давно реализован всеми крупными иностранными геофизическими компаниями. Мы использовали отечественный сканер КарСар МС-110. Сканер имеет 160 электродов расположенных на прижимных лапах и позволяет измерять удельное электрическое сопротивление стенки скважины с высоким разрешением. Причем важны не абсолютные значения сопротивления, а контраст сопротивлений.

Далее по записи отдельных электродов получается электрическая развертка стенки скважины, происходит привязка развертки к сторонам света, результат приводит геологическую интерпретацию.

По сравнению с МС-110 зарубежные приборы не обладают особыми преимуществами.

Мы сравнивали запись и ее интерпретацию приборов Везерфорда - СМІ, Шлюмберже – FMI и отечественного МС-110 и не увидели особых преимуществ импортной аппаратуры.

На сегодняшний день нет ни одного действующего отечественного аналога аппаратуры МС-110.

Задачи, решаемые ЭМС можно разделить на три группы:

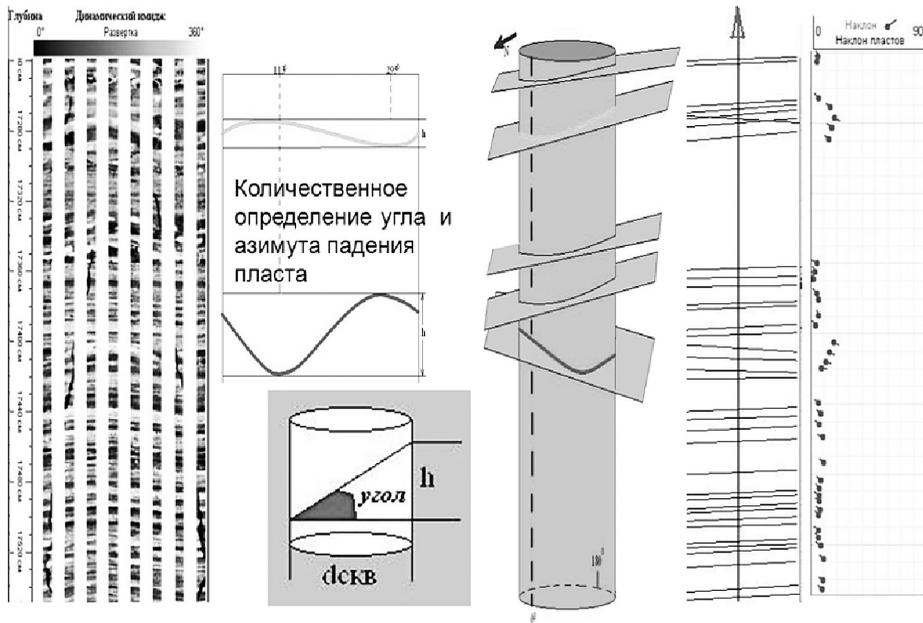
- 1 – определение углов и азимутов падения пластов для уточнения структуры – это основная задача,
- 2 – структурный и текстурный анализ,
- 3 – определение характеристик осадочных отложения, в эту же группу можно включить и оценку трещиноватости – это в рамках нашей темы задача второстепенная.

Основная задача сводится к выделению границ пластов и определению количественных параметров угла и азимута падения этих границ.

Две другие группы задач – это крупномасштабные задачи, мы коснемся их вкратце. Стоит сказать, что структурный и текстурный анализ – это получение качественных данных и практически не нуждается в интерпретации (изучение данных как обнажение горных пород), а под определением характеристик осадочных

отложений имеется ввиду совместно с качественным анализом и количественные определения, например трещинная пористость (изучение имиджа как шлифа).

Разберем возможности электрического микросканирования. Замеряя электропроводность по развертке ствола скважины с высоким разрешением мы можем с высокой точностью определять границы пластов.



**Рисунок 1. Определение азимута и угла падения пластов**

Далее отрисовываются синусоидальные кривые, описывающие границы плаstopересечения скважины.

После этого путем нехитрых геометрических расчетов определяется угол и азимут наклона пласта.

Все данные представляются в виде таблиц и диаграмм на которых нанесены так называемые «головастики», «хвостики» которых указывают азимут, а положение на шкале угол падения. Диаграммы дополняются профилями направления вывалов.

Это позволяет получать точные данные о падении пластов, пересеченных скважиной.

Получение данных по углам и азимутам падения пластов было представлено для вертикальной скважины, но в наклонных и горизонтальных скважинах представление имиджа будет значительно отличаться. Важно визуальнo представлять положение скважины в пространстве и учитывать его, для количественного определения элементов залегания.

Вы можете видеть (Рисунок 1) различия в представлениях на имиджах плаstopересечений (зеленая линия) и трещин (красная линия). Структурный наклон

определяется в глинистых пропластках, облегающих изучаемый интервал и при этом обязательно используются статистические методы для устранения случайных выборов, трещин и т.п.

Отмечу, что точность определение структурного азимута падения пластов при субгоризонтальном залегании пластов в вертикальной скважине крайне низкое. По исследованиям ЭМС в таких скважинах давать рекомендации по уточнению модельной структуры месторождения затруднительно.

При анализе можно на электроимидже увидеть все элементы керна. А имея точное измерение положения прибора в скважине определить их пространственное положение.

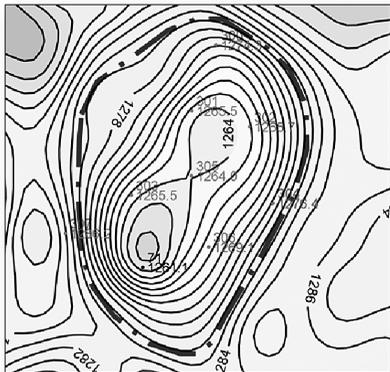


**Рисунок 2. Сопоставление керна и имиджа**

Основная задача наклонометрии – это количественное определение углов падения и азимутов, позволяющее перейти к уточнению модельной структуры месторождения. Возможность выделения очень большого числа границ пластов делает определение структурного наклона чрезвычайно точным и позволяет отделить структурный наклон от косои слоистости, трещиноватости и других элементов.

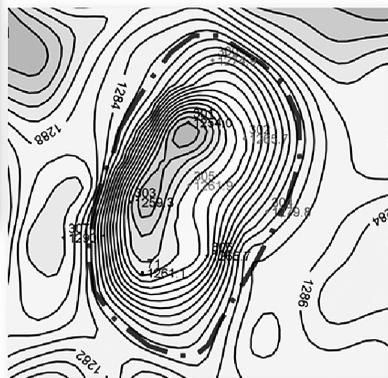
И, наконец, результаты применения метода. Причем результаты получены на основании данных ЭМС отделом моделирования ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ.

На Рисунке 3 представлены данные структурной поверхности Ефремовского поднятия по кровле пласта Тл2б для Софьинского месторождения. По результатам использования данных ЭМС в двух скважинах существенно изменилось представление о поднятии. Северо - западный борт стал заметно круче а юго - восточный положе.



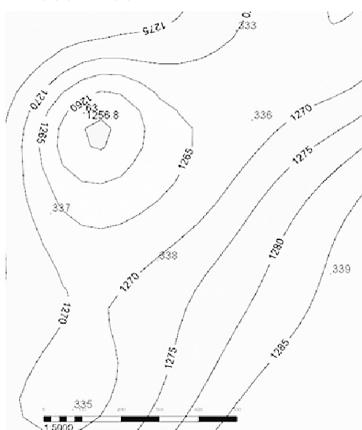
Структурная поверхность построенная с учетом замеров углов падения пластов по ЭМС. Слева до использования данных ЭМС, справа после.

Софийское месторождение.  
Структурная поверхность по кровле пласта Тл26, с нанесенным проектным фондом



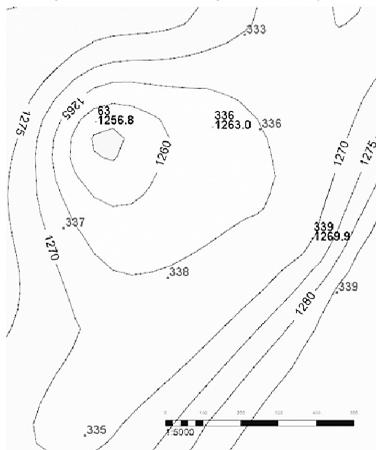
**Рисунок 3.** Изменение в модели месторождения после использования ЭМС

Та же площадь, тоже поднятие (Рисунок 4), но уже кровля пласта Тл26. Структура серьезно изменилась после ввода в модель данных ЭМС: купол сместился южнее, северный борт стал более пологим, южный более крутым. Увеличилась площадь поднятия.

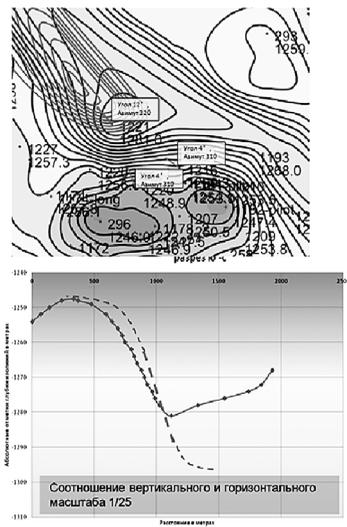
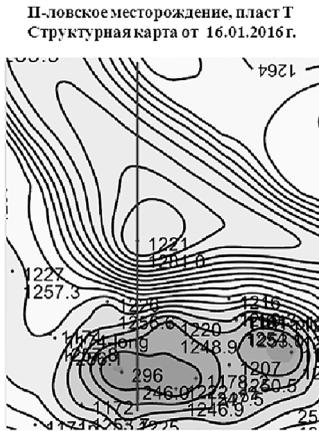


построенная с учетом замеров углов падения пластов по ЭМС. Слева до использования данных ЭМС, справа после.

Софийское месторождение.  
Структурная поверхность по кровле пласта Тл26, с нанесенным проектным фондом



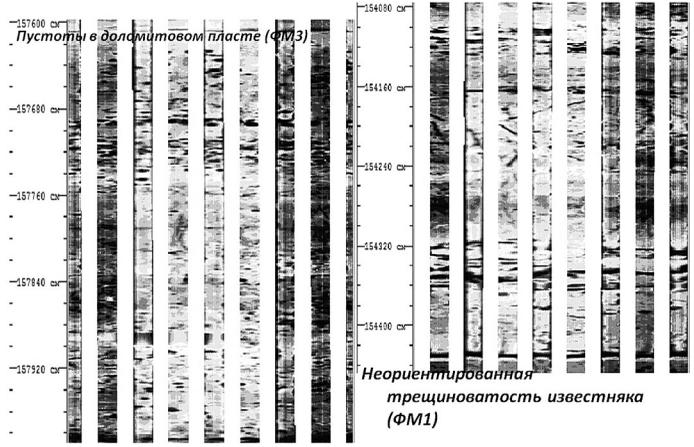
**Рисунок 4.** Изменение в модели месторождения после использования ЭМС



**Рисунок 5. Противоречие данных ЭМС математической модели.**

Интересен пример построения модели с помощью математики приведен на Рисунке 5. скважины 1220 и 1216 совпали со структурным представлением модели, скважина 1221 оказалась на 20 м ниже ожидаемой отметки на кровлю пласта Т. По данным абсолютных отметок она находится в низине, но если учесть данные ЭМС (азимут 320 град С-З и довольно крутой угол падения пласта – 12 град.) можно сделать вывод, что скважина находится на склоне, а самые низкие отметки структуры расположены на северо-западе от скважины.

На Рисунке 5 изображен разрез по абсолютным отметкам на кровлю пласта Т с юга на север. Соотношение вертикального и горизонтального масштабов составляет 1/25. Красной штриховкой изображен разрез с учетом данных ЭМС (угол падения пласта Т 12 град).



**Рисунок 6. Структурный и текстурный анализ.**



4. Губина А.И. Основы фациальной цикличности осадочных толщ по результатам геолого-геофизических исследований. – Пермь: Престрайм, 2007
5. Губина А.И. Изучение закономерностей строения осадочных пород Пермского Прикамья на основе ГИС с применением пластовой наклонометрии. – Пермь, 1991.
6. Кривоносов Р.И. Пластовая наклонометрия скважин. – М.: Недра, 1988.
7. Страхов Н.М., Бушинский Г.И., Пустовалов Л.В., Хабаков А.В., Хворова И.В. Методы изучения осадочных пород. – М.: 1957.
8. Технологическая схема разработки павловского газонефтяного месторождения, ООО «ПермНИПИнефть», пЕРМЬ, 2006
9. Чернова О.С. Седиментология резервуара. – Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела.

# **КОМПЛЕКС ЯДЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ КАРОТАЖА И ЕГО МЕСТО В ТЕХНОЛОГИИ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ**

---

**К.А. Машкин, А.Г.Коротченко, Р.Г. Гайнетдинов,  
В.М.Романов, В.Л. Глухов, А.Ф. Камалтдинов,  
П.А.Сафонов, А.Н.Огнев, И.Х. Шабиев  
(ПАО НПП «ВНИИГИС», ООО НПП «ИНГЕО»)**

Отдел аппаратуры и методики радиоактивного каротажа ПАО НПП «ВНИИГИС» и ООО НПП «ИНГЕО» являются одними из ведущих предприятий России по выпуску скважинных приборов и проведению геофизических исследований нефтегазовых скважин. Основные направления деятельности включают разработку геофизической аппаратуры, технологий ядерно-геофизических и радиоактивных методов каротажа, а также сервисное обслуживание нефтегазовых скважин с применением комплекса ядерно-геофизических методов (ЯГМ) и выдачей заключений по характеру текущей нефтегазонасыщенности коллекторов и решения других задач геофизического мониторинга коэффициента извлечения нефти (КИН).

Регионы работ включают в себя нефтегазовые месторождения Восточной и Западной Сибири, Ямала, республик Коми, Татарстан, Башкортостан, Беларуси, Казахстана, Сербии и др.

Основные модификации аппаратуры, реализующей ЯГМ, имеют торговый знак ЦСП, и включают скважинные приборы С/О-каротажа (ЦСП-С/О-90), двухзондового импульсного нейтронного гамма-каротажа (ЦСП-2ИНГК-43М), спектрометрического гамма-каротажа (ЦСП-ГК-С-90). Аппаратура предназначена для использования в открытом и обсаженном стволах скважин диаметром не менее 110 мм. Измеряемые параметры комплекса включают спектральные отношения С/О, Са/Si, содержания основных химических элементов скелета горных пород и порового флюида, радиоактивных элементов, определяемых из регистрируемых спектров ГИРЗ, ГИНР, СГК.

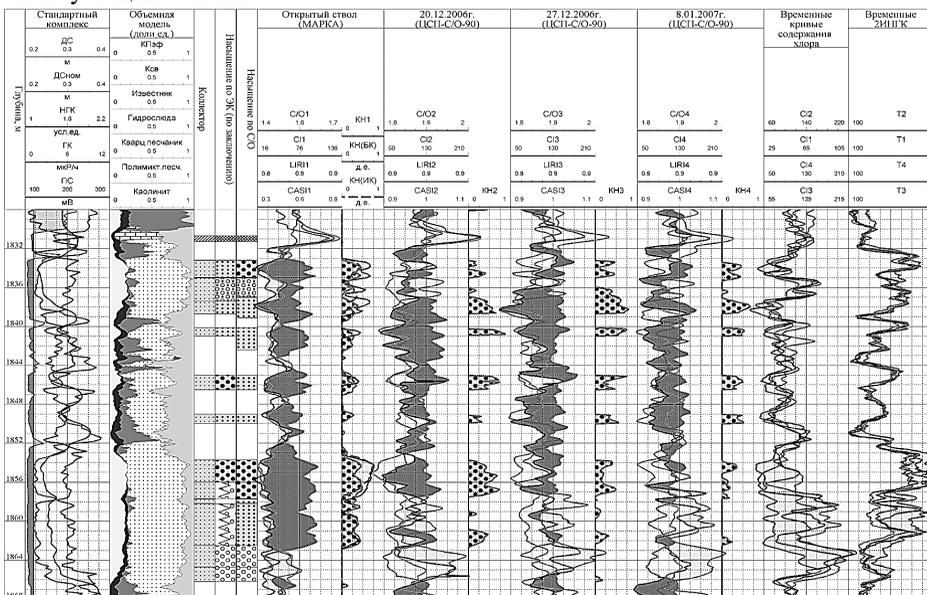
Для скважин с меньшим диаметром, в том числе боковых и горизонтальных стволов, разработан скважинный прибор ЦСП-3ИНГКС-76 с функцией одновременной регистрации параметров 2ИНГК, спектров ГИРЗ и СГК, активационного спектра, позволяющих оценивать нейтронные характеристики (Тау, Сигма), содержание основных породообразующих химических элементов, содержание кислорода в горной породе. В отсутствии спектра ГИНР аппаратура по содержанию кислорода позволяет выделять пресные закачки на фоне нефтенасыщенных коллекторов. Большой объем исследований в различных геолого-технических усло-

виях нефтегазовых месторождений показал высокую достоверность результатов исследований.

Накопленный опыт работ позволяет рекомендовать рассматриваемый комплекс ЯГМ также для решения задач геофизического мониторинга КИН, в частности, оптимизации процесса эксплуатации залежи, которые включают в себя:

- повышение точности оценки геофизических параметров, в том числе в боковых и горизонтальных стволах малого диаметра;
- мониторинг и оптимизация процесса разработки объектов;
- сопровождение методов интенсификации нефтеотдачи пластов, в т.ч. контроль ГРП;
- площадной анализ и дифференциация участков залежи по степени выработанности;
- уточнение постоянно действующей геолого-технологической модели месторождений.

Пример результатов мониторинга процесса разработки продуктивных пластов одного из нефтяных месторождений Татарстана представлен на рис. 1, который демонстрирует снижение нефтенасыщенности коллекторов в процессе эксплуатации залежи.

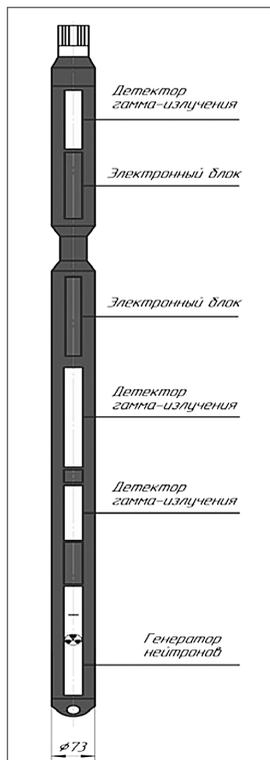


**Рис. 1. Мониторинг процесса разработки продуктивных пластов**

Инновационной разработкой по модернизации комплекса ЯГМ является двухзондо-вый скважинный прибор спектрометрического импульсного многоканального нейтронного гамма-каротажа ЦСП-2ИМКС-73, схема и технические характеристики которого представ-лены на рис.2.

За одну спускоподъемную операцию аппаратура в перспективе будет способна реализовать весь известный комплекс ЯГМ ГИС: спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК-С), в т.ч. углерод-кислородный (С/О) каротаж, импульсный нейтронный гамма-каротаж (2ИНГК), спектрометрический и интегральный гамма-каротаж (СГК, ГК), нейтронный активационный каротаж (НАК). Новая аппаратура по проекту будет соответствовать или превосходить передовые западные технологии: аппаратура RST компании Schlumberger (США), прибор MSI компании Baker-Atlas (США), и прибор RMT компании Halliburton (США).

Диапазон определения коэффициента нефтенасыщенности (Кн), %	1-100
Основная относительная погрешность измерения Кн, %	8
Возможные размеры детектора сцинтилляционного на основе кристаллов ВГО или LaBr <sub>3</sub> , мм	50x150 40x100 50x50
Частота генерации нейтронов в режиме ИНГК-С, кГц	10
Диапазон измерения времени жизни тепловых нейтронов, мкс	20-2000
Относительная погрешность определения времени жизни тепловых нейтронов, %	± 2
Диапазон измерения водонасыщенной пористости, %	1-40
Тип применяемого импульсного генератора нейтронов	ИНГ-061/063
Диапазон измерения содержаний ЕРЭ, %:	
- урана	$(1-100) \cdot 10^{-4}$
- тория	$(1-100) \cdot 10^{-4}$
- калия	0,1-20
Диапазон измерения энергии гамма-квантов, МэВ	0,06-7,0
Количество каналов в спектре	1024
Количество регистрируемых спектров	7
Скорость каротажа, м/час	50-70
Максимальная рабочая температура, °С	120
Максимальное рабочее давление, МПа	80
Диаметр, мм	73
Длина, мм	3200
Вес, кг	40



**Рис. 2 Двухзондовый скважинный прибор спектрометрического импульсного многоканального нейтронного гамма-каротажа ЦСП-2ИМКС-73**

## **НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЯМР ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ СВН**

---

- Мурзакаев В.М.1, Мухамадиев Р.С.1, Киргизов Д.И.1, Дубровский В.С.1, Скирда В.Д.2, Дорогиницкий М.М.2, Александров А.С.2, Абдуллин Т.Р.3, Шипунов Т.В.3, Хисамов Р.С.4, Динмухамедов Р.Ш.4**
- 1- ООО «ТНГ-Групп». Ул. Ворошилова, 25, Бугульма, РТ, Россия. 423236. E-mail: tngf@tngf.tatneft.ru**
- 2- ИФ К(П)ФУ. Ул.Кремлевская, 16а, Казань, РТ, Россия. 420008. E-mail:phys.dep@kpfu.ru**
- 3- ООО «НТЦ Татнефть». Ул. Джалиля, 36, г.Бугульма, РТ, Россия. 423236. E-mail: tabdullin@ntc-tatneft.ru**
- 4- ПАО «Татнефть». Ул.Ленина, 75, г.Альметьевск, РТ, Россия. 423250. Email: tnr@tatneft.ru**

ООО «ТНГ-Групп» проводит разработку и совершенствование аппаратуры на основе метода ЯМР с 70-х годов прошлого столетия. На сегодняшний день аппаратура реализована в скважинном приборе и наземной установке для исследования полноразмерного керна. Имеется модельный ряд скважинной аппаратуры разного диаметра, позволяющий проводить исследований в скважинах сложной конструкции. С помощью мобильной установки возможно получать экспресс-информацию о ЯМР-свойствах керна непосредственно на скважине, сразу после его извлечения на поверхность без предварительной подготовки его к исследованиям. В работе представлены результаты научно-исследовательских и конструкторских работ тематической группы ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) Научно-технического управления ООО «ТНГ-Групп». Приведены результаты опробования ЯМР-аппаратуры на месторождениях СВН ПАО «Татнефть». Опробована методика определения типа флюида по анализу двумерных карт распределения времен релаксации.

Ключевые слова. ЯМК, ЯМР, сверхвязкая нефть, скважина, керн, ЯМР-спектр, типизация флюида.

Исследования  
в процессе бурения  
(MWD, LWD и др.)

## **Аппаратно-методический комплекс ГИС в процессе бурения скважин.**

---

**Каюров К.Н. ЗАО НПП ГА «Луч», (г. Новосибирск)**

В настоящее время, в условиях постоянного увеличения количества трудноизвлекаемых запасов и залежей с техногенными изменениями в процессе эксплуатации, становится особенно актуальной оптимизация производства бурения и геофизических исследований скважин. Широкое распространение получают системы каротажа в процессе бурения (LWD – Logging While Drilling), которые позволяют получать данные хорошего качества практически не изменённого ствола скважины и заменять комплекс каротажа в открытом стволе. Помимо этого, комплекс позволяет получать данные в режиме строительства скважины, что помогает получать оперативные оценки петрофизических свойств и насыщения пластов.

Телеметрическая система ЛУЧ-М-2014 является первой российской системой каротажа в процессе бурения, производимой серийно, которая позволяет получать данные от большинства методов, входящих в расширенный комплекс окончательного каротажа. Телесистема выполнена в классической постановке, с высокопроизводительным пульсатором на положительных импульсах. В стандартный комплекс, помимо высокоточного инклинометра и вибростойкого гамма-модуля, входят модули высокочастотного индукционного каротажа (ВИКПБ), гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКП) и нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННКт). Модуль ВИКПБ является аналогом метода ВЭМКЗ и позволяет получать данные сопротивления по сдвигу фаз и затуханию амплитуд по пяти диаметрам. Данные по плотности, получаемые модулем ГГКП, обладают высоким качеством из-за высокой степени прижатия зонда к стенке скважины, а также имеют возможность работы сканирующем режиме. Модуль ННКт с применением центрирующей компоновки обеспечивает получение данных по водородосодержанию изучаемых отложений. Также существует возможность комплектации компоновки дополнительными модулями, такими как сканирующим боковым, акустическим профилемером и импульсным нейтрон-нейтронным модулем. Пример стандартных данных получаемых системой в процессе бурения, в сравнении с комплексом окончательного каротажа на кабеле, представлен на рисунке 1.

Таким образом, представленный комплекс позволяет решать широкий спектр задач по геологическому и петрофизическому моделированию в режиме псевдо-реального времени. А также проводить оптимизацию процесса бурения, за счет замещения данных каротажа в открытом стволе. Производится постоянная работа над усовершенствованием комплекса, так в скором времени в комплектацию будет включен модуль акустического каротажа.

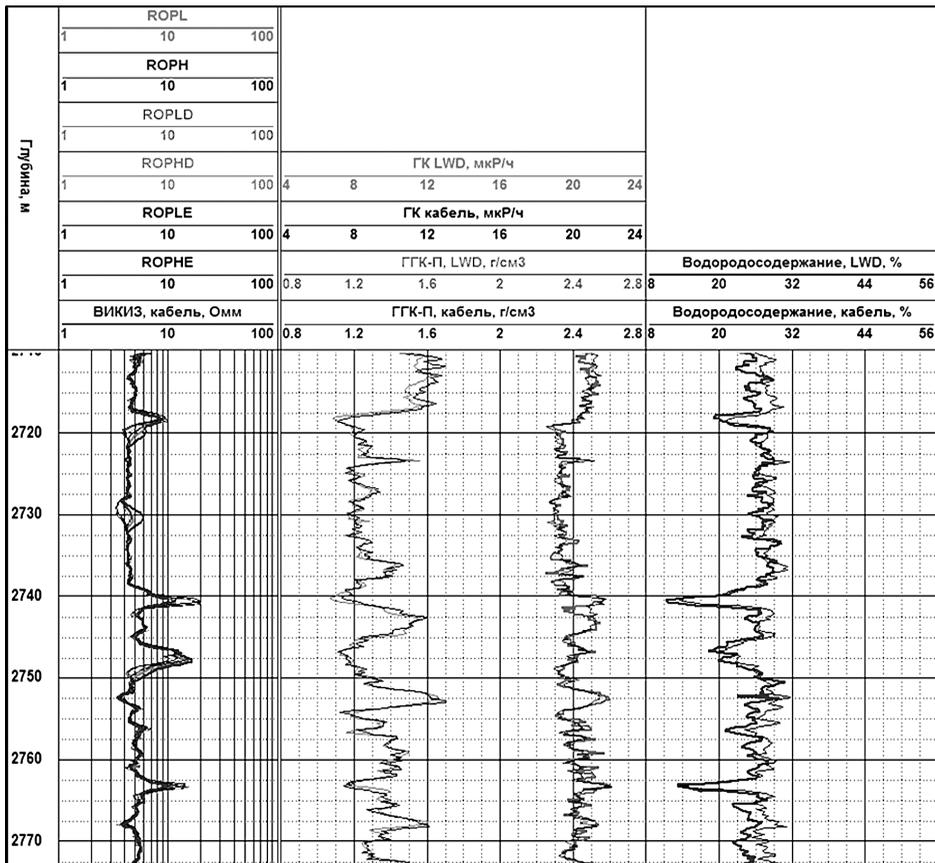


Рис. 1. Сравнение данных LWD-системы ЛУЧ-М-2014 и данных каротажа в открытом стволе.

## **«Опыт технико-технологического и телеметрического сопровождения процесса бурения ОАО «Башнефтегеофизика»».**

---

**А.А. Попов, М.М. Акбашев, И.И. Сарваев  
(ОАО «Башнефтегеофизика» Департамент наклонно-направленного и горизонтального бурения Дирекции промысловой геофизики, г. Уфа, Башкортостан, Россия)**

Сегодня одной из приоритетных задач для нефтяных компаний является увеличение дебита скважин с целью повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений. Решением данной задачи является применение, в процессе бурения оборудования позволяющее осуществлять оперативное управление траектории скважин в продуктивном пласте.

С целью удовлетворения современным тенденциям российского нефтегазового рынка в компании ОАО «Башнефтегеофизика» в составе Дирекции промысловой геофизики создан Департамент наклонно-направленного и горизонтального бурения на основе огромного (более 80 лет) накопленного опыта в области геофизических исследований скважин и изготовления геофизического оборудования и приборов.

В тесном сотрудничестве с мировыми лидерами по производству измерительного оборудования GE Energy и APS Technology наша компания оказывает высококачественный сервис по телеметрическому и технико-технологическому сопровождению бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин (в том числе реконструкций скважин методом резки боковых стволов), включая кариотаж в процессе бурения.

Для оказания интегрированного сервиса по наклонно-направленному и горизонтальному бурению у нас используется современное оборудование и программное обеспечение ведущих мировых производителей.

Телесистемы с гидравлическим каналом связи «Tensor™» производства компании GE Energy с применением модулей гамма-каротажа Scinturion™ и резистивиметрии Centerfire™, а также SureShot производства компании APS Technology с применением модуля резистивиметрии WPR, используемые специалистами нашей компании при проводке скважин и геонавигации, отлично зарекомендовали себя как на российском рынке, так и на нефтегазовых месторождениях в разных регионах мира.

Высокие показатели механической скорости проходки, обеспечиваемые нами при проводке скважин, достигаются за счет грамотной работы специалистов нашей технологической службы, которые комплексно осуществляют подборку винтовых забойных двигателей с повышенными энергетическими характеристиками и гаммой буровых долот под конкретный геологический разрез и условия скважины.

Отделом планирования скважин компании используется программное обеспечение COMPASS™ Landmark, которое является ведущим приложением отрасли по проектированию скважин, управлению замерами, построению графиков и анализу антистолкновений. Данное программное обеспечение позволяет нам осуществлять проектирование профилей стволов скважин любой сложности, проводить анализ столкновений стволов скважин, осуществлять расчеты Torque&Drag, анализ проходимости бурильной и обсадной колонны, места установки яса, гидравлические расчеты и многие не менее важные расчеты.

Своевременное периодическое плановое обслуживание и ремонт телесистем производится в двух Сервисных центрах в городах Уфа и Нижневартовск совместно с представителями General Electric и APS Technology. Тщательный входной и выходной контроль оборудования сказывается на нашей положительной статистике по отсутствию непроизводительного времени по отказам телесистем.

Для осуществления сбора и анализа статистических данных по ключевым параметрам эффективности, ежедневного мониторинга качества оказываемых услуг, оказания круглосуточной информационной и технической поддержки полевым инженерам в процессе работ создан круглосуточный Операционный центр, находящийся на одной площадке с крупнейшим в России научно-производственного центром ООО НПЦ «Геостра». Специалисты Операционного центра находятся в постоянном взаимодействии с представителями Заказчика и оперативно реагируют на изменения показателей эффективности бурения, совместно принимают обоснованное решение по изменению траектории скважины в зависимости от меняющихся геологических условий.

Сегодня в России активно развиваются технологии исследований скважин в процессе бурения и нефтегазовые компании России используют технологии каротажа в процессе бурения как для разведки новых, так и для оптимальной разработки уже эксплуатируемых месторождений. Каротаж в процессе бурения позволяет точно оценить параметры пласта, возможности расстановки скважин и геомеханические свойства скважин. Использование технологий ГИС в процессе бурения позволяет на этапе строительства скважин более оперативно принимать обоснованные решения, обеспечивая размещение скважины в наиболее продуктивной части пласта, поскольку передача информации осуществляется в режиме реального времени.

В настоящее время потребность в бурении горизонтальных скважин существенно увеличилась в связи с более высокой эффективностью по сравнению с бурением вертикальных или наклонно-направленных скважин после ввода скважин в эксплуатацию. Поэтому для компаний-операторов одним из приоритетных направлений является бурение более сложных горизонтальных скважин с большими отходами от вертикали.

На сегодняшний день силами Департамента наклонного-направленного и горизонтального бурения Дирекции промысловой геофизики ОАО «Башнефтегеофизика» пробурено более 300 скважин, 95% из которых с горизонтальным окончанием (в том числе 15%-многоствольные), 5%-наклонно-направленные. Средняя протяженность горизонтального участка составляет 753 метра, максимальная длина горизонтального участка составляет 1010 метров.

Имея опыт бурения скважин с горизонтальным окончанием более 1000 метров, одним из приоритетных направлений для группы компании ОАО «Башнефтегеофизика» является работа по применению роторно-управляемой системы, позволяющей обеспечить возможность бурения более длинных интервалов, сохраняя равномерным диаметр ствола скважины, увеличение скорости проходки, уменьшить скручивающие и осевые нагрузки, а также явления подклинки-проворота.

Основываясь на огромном опыте изготовления геофизического оборудования, а также накопленном опыте эксплуатации оборудования зарубежного производства, в группе компаний ОАО «Башнефтегеофизика» ведётся разработка и опытно-промышленные испытания телеметрической системы с гидравлически каналом связи, что позволит, наработав научно-техническую базу, запустить в промышленную эксплуатацию универсальную телеметрическую систему, включающую в себя модуля резистивиметрии и нейтронного каротажа.

## Геолого-информационное сопровождение строительства скважин.

Каюров Н.К., Лукьянов Э.Е., ЗАО НПП ГА «Луч», (г. Новосибирск)

Система геофизических исследований скважин в старой постановке постепенно утрачивает свою актуальность. Из-за постоянного увеличения сложности бурения и трудноизвлекаемости запасов, все больше увеличивается спрос на комплексный анализ данных и удаленный мониторинг. Основными компонентами комплекса геофизических исследований скважин в процессе их строительства являются измерения и каротаж в процессе бурения (MWD и LWD), геолого-технологические исследования (ГТИ), каротаж в открытом стволе, испытания пластов (ИП) и др.

В ООО НППГА «Луч» был разработан комплекс аппаратурного и вычислительного сопровождения процесса строительства скважины (рис. 1). Современные комплексы M(L)WD, ГТИ, наземного и газового каротажа и каротажа в открытом стволе, позволяют получать широкий спектр данных о геологическом строении вскрываемого разреза, а также петрофизических параметров, представленных в нем, пород. Собственные разработки в интерпретации данных энергетического каротажа и каротажа в процессе бурения позволяют получать петрофизические компоненты (объемная доля компонентов, пористость, проницаемость), включая геомеханические (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, пределы прочности, когезия и др.), сразу из-под долота и уточнять их в интервалах прохождения LWD-системы. Калибровка моделей также производится по выявленным инцидентам в процессе бурения, данным исследований шламового материала и специальным стресс-тестам. Это позволяет производить расчеты окончательного каротажа и устойчивости ствола скважины в режиме псевдо-реального времени, одновременно с процессом геонавигации, происходит уточнение априорных одномерных и трехмерных геологических и геомеханических моделей.

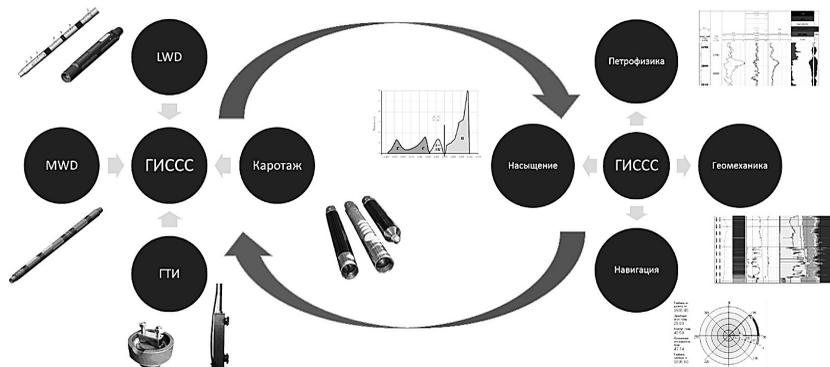


Рис. 1. Схема движения данных в комплексе ГИССС.

## **Новые технологии ГТИ раннего предупреждения осложнений и аварийных ситуаций в процессе бурения.**

---

**Лугуманов М.Г. ООО «Геотехсервис»,  
Багаутдинов А.Р. ООО «Геотехсервис»,  
Махмутов Ш.Я. ООО «Геотехсервис»,  
Сидорович С.Н. ООО «Геотехсервис».**

В современных условиях для сервисных компаний и их заказчиков очень важно своевременно получать информацию и реагировать на ее изменение в реальном времени. Сбор данных на буровой имеет большое значение, но также огромное значение имеет сохранность информации и удобство предоставления этой информации. Немаловажной задачей является и анализ информации в комплексе по пробуренным скважинам. С ростом количества производимых буровых работ возникает дефицит квалифицированных операторов станций ГТИ непосредственно на буровой.

Для решения этих проблем возникает необходимость разработки современного программного обеспечения для решения следующих задач:

- Хранение информации о строительстве скважин и зарегистрированных данных в централизованной базе.
- Обработка этой информации и представление ее в виде сводных отчетов по скважинам и группам скважин.
- Контроль за процессом строительства скважины непосредственно из ситуационного центра и выдача рекомендаций.
- Анализ работы оборудования по всем скважинам.
- Анализ качества производимых работ в процессе строительства скважин.
- Раннее предупреждение и осложнений и аварийных ситуаций.

Для решения вышеперечисленных задач нашей компанией был разработан программный комплекс по информационному сопровождению строительства нефтяных и газовых скважин, который работает в составе станций Геотест-5, Геотест-7.

Программный комплекс функционирует следующим образом (рис. 1). На скважинах осуществляется сбор и обработка данных геолого-технологических исследований (ГТИ). Все эти данные сохраняются в локальных базах данных на скважинах. Далее информация из локальных баз по каналам связи поступает в центральную базу данных. Все передаваемые данные при передаче шифруются аппаратными алгоритмами, для обеспечения конфиденциальности информации. Оператор ситуационного центра наблюдает сразу за несколькими скважинами и контролирует работу операторов и оборудования, а также следит за сводными отчетами по текущим скважинам. Данные, накопленные в центральной базе данных, позволяют:

- Формировать отчеты:
- сводные суточные и рейсовые,
- баланс времени бурения скважины и журнал операций,
- карточка отработки долот,
- журнал осложнений,
- график строительства скважины.
- Производить анализ:
- отклонений от нормативов времени при выполнении работ по строительству скважин,
  - работы долот и забойных двигателей для эффективного выбора конструкции инструмента при бурении новых скважин,
  - осложнений и аварийных ситуаций.

На буровой программное обеспечение(ПО) станции ГТИ выполняет следующие функции:

- регистрация данных с датчиков технологических параметров и газовых датчиков и привязка их к реальной, задержанной глубине,
- расчет дополнительных параметров,
- расчет любых параметров по заданным пользователем формулам, в том числе и с привязкой к текущей технологической операции,
- прием данных от систем LWD/MWD в реальном времени,
- расчет данных в различных дополнительных модулях:
- АВПД.
- Гидравлика.
- Долив-вытеснение.
- Расчет оптимальной нагрузки.
- разделение процесса бурения на технологические операции в автоматическом режиме,
  - ведение в полуавтоматическом режиме журнала операций и видов работ для определения производительного и непроизводительного времени,
  - регистрация изображений с камер видеонаблюдения на буровой и привязкой к времени регистрации технологических параметров,
  - ведение журнала учета добавок в раствор,
  - ведение журнала осложнений и аварийных ситуаций, автоматическое предупреждение о возможных осложнениях,
  - передача данных в зашифрованном виде по любым каналам связи,
  - передача данных в стандартном формате WITS сторонних сборщиков.
  - контроль цементирования скважины.

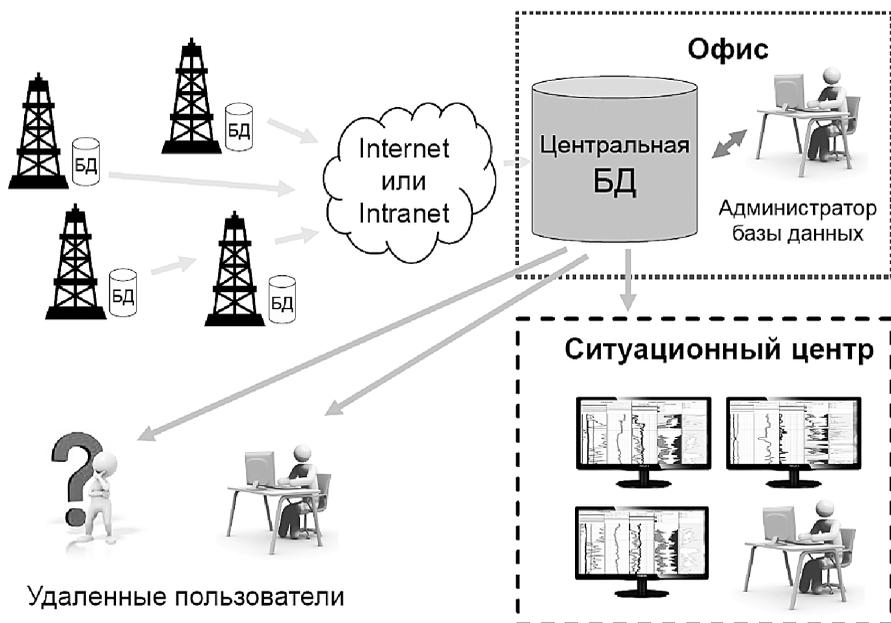
Помимо данных ГТИ центральная база данных хранит единые справочники свойств системы сбора и регистрации, а также справочники элементов компоновки бурового инструмента. Данные справочники ведет оператор ситуационного центра. Это значительно облегчает работу оператора станции ГТИ по вводу параметров скважины и информации о текущем рейсе. На каждую скважину составляется Режимно-технологическая карта (РТК) и плановый график строительства скважины.

В результате программный комплекс позволяет любому удаленному авторизованному пользователю подключиться к системе и получить отчет или сводку, по бурящимся или пробуренным скважинам, а также данные в реальном времени по бурящимся скважинам, в том числе и с привязкой к изображениям с видеокамер на буровой.

Специалистам по долотам предоставлена уникальная возможность для анализа работы долот и забойных двигателей в различных породах.

Система позволяет анализировать произошедшие осложнения и аварийные ситуации, и эффективно предупреждать их в реальном времени.

В настоящее время система успешно запущена работает по России в Республике Татарстан, а также за рубежом в Азербайджане и Туркменистане.



**Рис 1. Состав программного комплекса по информационному сопровождению строительства нефтяных и газовых скважин.**

## **Развитие эталонной базы ГИС – гарантия качества геофизических услуг**

---

**Лобанков В.М., Гриценко В.А. (Уфимский ГНТУ)  
Святохин В.Д., Яхин Р.В. (ЦМИ «Урал-Гео»)**

Успешность нефтегазовых компаний (поиски, разведка, разработка, эффективность и полнота извлечения нефти и газа из пластов) в Российской Федерации и в других странах в немалой степени зависит от достоверности информации, получаемой на основании геофизических исследований в скважинах (ГИС). В основном информация о пластах и скважинах является измерительной, а большая часть применяемой геофизической аппаратуры относится к измерительной технике. На основе ГИС осуществляется оценка начальных и текущих запасов нефти и газа в каждом пласте любого месторождения. Повышение достоверности ГИС является актуальной задачей.

ГИС выполняют по схеме: «скважинные измерения – интерпретация коротажных данных (распознавание структуры среды) – измерения параметров пластов и скважин для распознанной структуры». Ранее ошибочно считалось, что получение коротажных диаграмм относится к измерительному процессу, а дальнейшая работа с ними к измерениям уже не относится, а является лишь интерпретацией этих диаграмм.

В настоящее время на нефтегазовых месторождениях наметилась устойчивая тенденция перехода от абстрактной количественной интерпретации коротажных диаграмм к конкретным типовым (стандартным) методикам измерений конкретных параметров пластов и скважин, а также к выполнению геофизиками сервисных измерительных услуг для нефтегазовых компаний по взаимосогласованным типовым методикам измерений.

Известно, что без эталонов единиц величин никакие измерения невозможны. Чтобы что-то измерить, необходимо иметь эталон, от которого единица измеряемой величины передается измерительному прибору в виде калибровочной функции (КФ) или шкалы на хранение. Поэтому любая измерительная деятельность геофизиков неизбежно сопровождается метрологической деятельностью, проводимой с целью обеспечения единства и требуемой точности измерений в соответствии с утвержденными нормативными документами.

Единство измерений обеспечивается применением единых первичных эталонов единиц геофизических величин.

Требуемая точность измерений достигается их количеством для разных типовых геолого-технических условий и построением необходимых стандартных калибровочных и поправочных функций (КФ и ПФ).

Сервисные геофизические компании стремятся быть привлекательными для заказчиков и развивать свои возможности при оказании измерительных услуг,

включая оценки измеряемых параметров пластов и скважин на нефтегазо-вых месторождениях с гарантированными показателями точности. Поэтому та-кие компании расширяют круг новой измерительной техники для реализации запросов нефтяных компаний и наращивают перечень необходимых эталонов единиц геофизических величин для получения принципиальной возможности измерять в скважинах с гарантированными показателями точности.

Однако любая производственная геофизическая компания не имеет воз-можности иметь и обслуживать на своей базе полный комплект эталонов для всех типовых геолого-технических условий. Эталонов единиц геофизических величин для построения КФ и ПФ скважинной аппаратуры всегда не хватает.

Предлагается в России создать двухуровневую систему эталонов для скважинной геофизической аппаратуры: 1) уровень государственных эталонов; 2) уровень рабочих эталонов предприятий.

Государственные эталоны должны быть созданы в количестве, достаточном для построения всех необходимых КФ и ПФ, сосредоточены в одном мес-те, например, в Федеральном Геофизическом Центре Метрологии и Сертифи-кации и доступны для любой сервисной компании. В свою очередь, вся сово-купность го-сударственных эталонов должна быть разделена на первичные и ра-бочие.

Первичные эталоны используются для воспроизведения единиц геофизи-ческих величин с наивысшей для России точностью с целью контроля (повер-ки) рабочих эталонов коллективного пользования. Они используются непосред-ственно для калибровки скважинной аппаратуры, а также для сличения россий-ских эталонов с аналогичными эталонами других государств (Китая, США, Франции, Великобритании, Белоруссии, Казахстана и др.) с целью взаимного при-знания результатов измерений на мировом рынке геофизических услуг. Го-сударст-венные эталоны коллективного пользования должны позволять сервис-ным геофизическим компаниям возможность построения любых КФ и ПФ, не-обходи-мых при оказании измерительных услуг нефтегазовым компаниям.

Рабочие эталоны единиц геофизических величин предприятий эксплуати-руются непосредственно на производственных базах этих предприятий и слу-жат для периодического построения калибровочных функций индивидуально градуи-руемой скважинной аппаратуры или для контроля стабильности стан-дартной ка-либровочной функции скважинной аппаратуры. Таких эталонов не должно быть много, они должны быть увязаны с государственными эталонами.

В Китае задача обеспечения единства геофизических измерений решена соз-данием Национального центра метрологии, оснащенного государственными эта-лонами применительно к условиям китайских нефтегазовых месторождений. Президент РБ Рустем Хамитов выступил в 2016 г. на Коллегии Минэнерго с пред-ложением о создании Федерального Геофизического Центра Метрологии и Серти-фикации (ФГЦМС) на базе существующего республиканского ГУП Центр метрологических исследований «Урал-Гео».

Такой центр мог бы решать следующие государственные задачи:

1) выполнять функции метрологического института геофизических изме-рений в сфере недропользования в рамках Федерального закона № 102-ФЗ от 26

июня 2008 г. «Об обеспечении единства измерений» и осуществлять регулирование метрологической деятельности геофизических компаний, оценку их технической компетентности при выполнении скважинных измерений;

2) проводить научные исследования в области создания новых государственных эталонов единиц параметров пластов и скважин, а также осуществлять стандартизацию методик геофизических измерений;

3) выполнять хранение первичных государственных эталонов, передавать воспроизводимые единицы рабочим государственным эталонам общего пользования, предназначенным для обслуживания приборостроительных и производственных геофизических предприятий;

4) выполнять первичную аттестации и периодическую калибровку рабочих эталонов в геофизических компаниях как государственную услугу;

5) осуществлять сличение национальных эталонов единиц геофизических величин в странах-участницах Евразийского Экономического Содружества, ШОС и БРИКС для поддержания единства геофизических измерений на международном уровне.

Создание и функционирование ФГЦМС позволит Российской Федерации обеспечить правительственные структуры (МПР, ГКЗ, Роснедра, Минэнерго) достоверной информацией о текущих запасах нефти и газа, восстановить мировой уровень российской геофизической науки и приборостроения и обеспечить конкурентоспособность российской геофизики на мировом рынке измерительных услуг.

#### **Выводы:**

1. Без эталонов единиц геофизических величин скважинные измерения невозможны. Опорные пласты, пересеченные скважиной, практически никогда не могут быть эталонами для скважинной аппаратуры в пределах допускаемой погрешности.

2. Оценка запасов нефти и газа на нефтегазовых месторождениях должна быть увязана с показателями точности геофизической аппаратуры и методик скважинных измерений, с технической компетентностью геофизических компаний, выполнявших измерений.

3. Во исполнение требований закона «Об обеспечении единства измерений» № 102-ФЗ от 2008 г. в сфере ГИС и повышения конкурентоспособности российского приборостроения на мировом рынке необходимо создать Федеральный Геофизический Центр Метрологии и Сертификации.

4. Развитие эталонной базы ГИС в России создаст условия для стандартизации методик измерений параметров пластов и скважин и обеспечит гарантию качества скважинных измерений российскими компаниями на мировом рынке геофизических измерительных услуг.

5. Наличие единых взаимосвязанных национальных геофизических эталонов в странах-участницах Евразийского Экономического Содружества, ШОС и БРИКС обеспечит взаимное признание результатов геолого-геофизических измерений на мировом рынке геофизических измерительных услуг.

Раздел №2.  
Геофизические  
технологии для добычи  
и ремонта скважин

Технологии ГПР, МГРП, ГНКТ

## Новая колтюбинговая технология ГИС и ремонта скважин с использованием грузонесущей токопроводящей полимерной трубы.

**Янкин Б.Д. ООО "Сибирские Новые Технологии" (г. Нефтеюганск)**

ООО «Сибирские Новые Технологии» (ООО «СНТ») основано в марте 2010г. Основные виды деятельности: геофизические исследования, автотранспортные услуги, ремонт скважин. При производстве работ ООО «СНТ» использует миниколтюбинговую установку ПКС 5Г (МКУ), изготовитель ЗАО «ГИСприбор-М» (Рис.1, Рис. 2).

### ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Диаметр используемых кабелей, труб и шлангокабеля	От 20 до 50 мм
Вес шлангокабеля, не более	6,0 т.
Диапазон скоростей движения кабеля на среднем диаметре намотки на барабан, м/ч	150 - 3600
Шасси автомобиля – КАМАЗ 63501 (8x8)	
длина	10500
ширина	2500
высота	4000
Тяговое усилие на первых двух рядах намотки,	не менее 90 кН
Тяговое усилие на полностью намотанном барабане,	не менее 28 кН

Технические данные МКУ.

Питание МКУ осуществляется от бортовой сети автомобиля напряжением 24В, а так же от внешней сети напряжением  $220 \pm 22В$  с частотой  $50 \pm 1Гц$  или от автономного генератора (6,5кВА).

Потребляемая мощность, кВт, не более – 5

Кабелеукладчик – гидравлический с ручной корректировкой.

Привод лебедки – гидромеханический.

МКУ оснащен складной мачтой с направляющим роликом, комплектом противовыбросового оборудования, податчиком (инжектором).

МКУ предназначен для проведения исследований и работ в скважинах различного назначения с использованием грузонесущих бронированных кабелей, грузонесущих сталеполлимерных труб высокого давления.

МКУ обеспечивает:

- доставку оборудования на объекты работ:

- проведение спускоподъемных операций как в режиме горизонтального выпуска кабеля спускоподъемного агрегата (СПА), так и в режиме вертикального выпуска кабеля с СПА с использованием собственной мачты с направляющим роликом;
- упорядоченную укладку кабеля при его намотке на барабан лебедки;
- подачу кабеля или кабеля в скважину при устьевом давлении до 10 МПа; передачу информационных сигналов по кабелю или кабелю от скважинных приборов на наземную регистрирующую аппаратуру.

### Технические данные податчика (инжектора) для шлангокабеля ПДТ-2500.

Диапазон диаметров обслуживаемых кабелей, мм.....	32 – 50
Максимальная скорость подачи кабеля, м/ч.....	2400
Максимальное усилие подачи, кН.....	25
Привод механизма прижатия тяговых органов.....	гидравлический
Привод тяговых цепей.....	гидравлический
Габаритные размеры, мм.....	1100 x 1300 x 740
Масса, кг.....	550



Рис. 1. МКУ ПКС 5Г в транспортном положении.



Рис. 2. МКУ ПКС 5Г на скважине.

При проведении работ использовались изделия ООО «ПСКОГЕОКАБЕЛЬ», в частности: гибкая грузонесущая полимерная труба (ГГПТ) с геофизическим кабелем КГ1-90 внутри трубы (Рис.3) и жесткий стале-полимерный кабель (ЖСПК) (Рис 4).

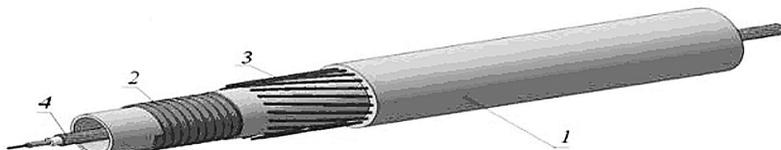


Рис.3. Гибкая грузонесущая полимерная труба ТГ-25/44-140.

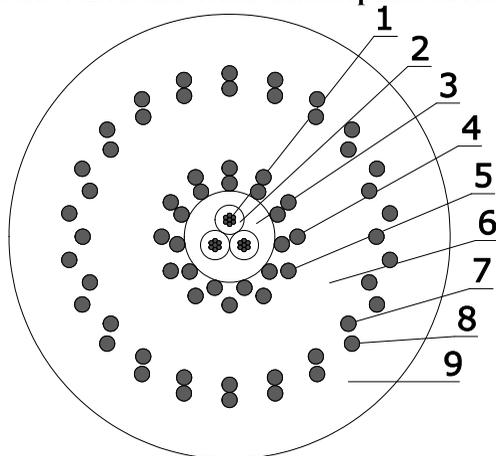
Условные обозначения:

1 - тело трубы (полиэтилен или иной полимер), 2 - поперечное армирование (стальная лента прямоугольного сечения, навитая с минимальным шагом), 3 - продольное армирование (высокопрочные стальные проволоки, которые могут быть навиты с большим шагом в один, два или несколько слоев – повивов), 4 – каротажный кабель.

Наименование	Диаметр вн/нар	Разрывное усилие	Минимальный радиус изгиба	Вес в воздухе	Вес в воде	Максимальное давление вн/нар
	мм	кН	мм	кг/км	кг/км	Мра
ТГ-25/44-140	25/44	140	880	2200/2700	1000	20/25

№	Наименование элементов конструкции	Материал элементов конструкции, размеры	Диаметр мм.
1	Токопроводящей жилы	Медь мягкая, 7x0,38	1,11
2	Изоляция	Сополимер пропилена марки 02015-302 КМ Δ=0,6 мм.,	2,3
3	Оболочка	Полиэтилен 273-81 К Δ=1,48 мм.,	7,9
4	1-й повив брони	Высокопрочная оцинкованная стальная проволока 11x1.3 мм, с разрывным усилием 190 кг/мм <sup>2</sup>	10,5
5	2-й повив брони	Высокопрочная оцинкованная стальная проволока 12x1.3 мм, с разрывным усилием 190 кг/мм <sup>2</sup>	13,1
6	Оболочка	Полиэтилен 273-81 К+Армлен Δ=5,75 мм.,	24,5
7	3-й повив брони	Высокопрочная оцинкованная стальная проволока 24x1.3 мм, с разрывным усилием 190 кг/мм <sup>2</sup>	27,0
8	4-й повив брони	Высокопрочная оцинкованная стальная проволока 24x1.5 мм, с разрывным усилием 190 кг/мм <sup>2</sup>	30,0
9	Оболочка	Полиэтилен 273-81 К Δ=4,0 мм.,	38,0

**Рис.4. Жесткий стале-полимерный кабель (ЖСПК) – КГ-3-38-90 Оа.**



**Электрические параметры:**

Электрическое сопротивление токопроводящей жилы, не более

25,5 Ом/км;

Сопротивление изоляции, не менее

20000 МОм\*км;

Максимальное рабочее напряжение

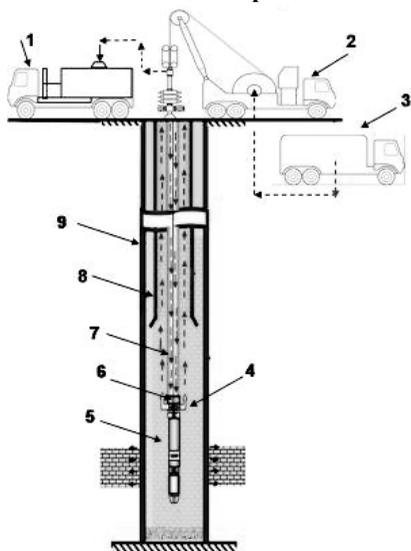
660 В.

## Выполненные работы

№п	Недропользователь	Место-рождение	Скважина	Конструкция скважины	Протяженность горизонтального ствола факт/пройдено	Вид работ	Средства
1	ООО "РН-Юганскнефтегаз" (2012г.)	Приобское	2319	наклонная, 146; НКТ 73	-	профиль притока	ГГПТ
2	ОАО "Томскнефть ВНК" (2012г.)	Советское	1102	горизонтальная, 146; 101,6; НКТ 73	300/300	профиль притока	ГГПТ
3	ОАО "Томскнефть ВНК" (2012г.)	Советское	2222	горизонтальная, 168; 114; НКТ 73	415/415	профиль притока	ЖСПТ
4	ОАО "Томскнефть ВНК" (2012г.)	Советское	4143	168; 114; НКТ 73	250/250	профиль приемистости	ЖСПТ
5	ОАО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз"(2012г.)	Спорышевское	232Г	горизонтальная, 178; 114; НКТ 73	750/270	профиль притока	ЖСПТ
6	ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" (2013г.)	Уньвинское	665	горизонтальная, 146; НКТ 73	900/900	профиль приемистости	ЖСПТ
7	ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (2014г.)	Ватьеганское Повхское	11 скв./опер.	наклонные, 146; НКТ 73	нет	Промывка скважин	ГГПТ
8	ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (2016г.)	Ватьеганское Повхское	63 скв./опер.	наклонные, 146; НКТ 73	нет	Промывка скважин	ГГПТ

**Рис. 5**

**Применяемая технологическая схема освоения и проведения геофизических исследований с использованием гибкой грузонесущей полимерной трубы (ГГПТ), Приобское месторождение, скв. №2319**



**Решаемые задачи:**

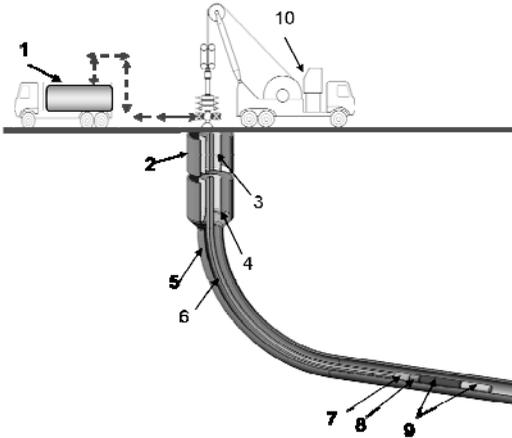
- 1 – освоение скважины;
- 2 – проведение геофизических и гидродинамических исследований (компоновка низа ГГПТ – геофизический прибор, мандрель, запорный клапан).

**Условные обозначения:**

- 1 – емкость для сбора скважинной жидкости;
- 2 – миниколтубинговая установка ПКС-5Г;
- 3 – азотно-компрессорная станция СДА-10/251;
- 4 – мандрель;
- 5 – геофизический прибор;
- 6 - запорный клапан;
- 7 – ГГПТ;
- 8 – колонна НКТ;
- 9 – эксплуатационная колонна

**Рис. 6**

**Применяемая технологическая схема проведения ГИС в горизонтальных скважинах с использованием гибкой грузонесущей полимерной трубы (ГПТ), Советское месторождение скв. №1102. Исследования в режиме самоизлива.**

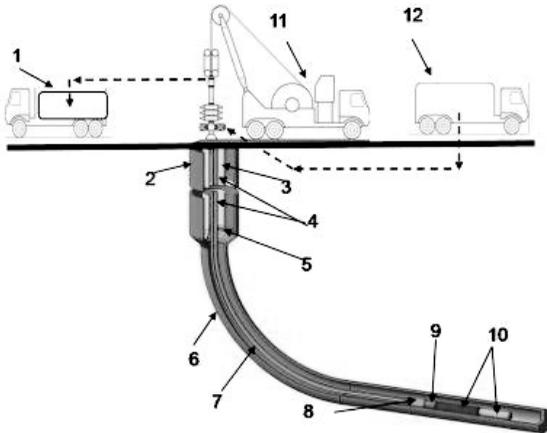


**Условные обозначения:**

- 1 – емкость для сбора скважинной жидкости;
- 2 – эксплуатационная колонна;
- 3 – колонна НКТ;
- 4 – воронка НКТ;
- 5 – хвостовик; 65 – ЖСПТ;
- 6 – ГПТ;
- 7 – переводник с мандрелью и обратным циркуляционным клапаном
- 8 – кабельная головка;
- 9 – геофизический прибор;
- 10 – миниколтюбинговая установка ПКС 5Г;

**Рис. 7**

**Применяемая технологическая схема проведения ГИС в горизонтальных добывающих скважинах с использованием жесткого стале-полимерного кабеля (ЖМПТ), Советское м-е, скв. №2222, Спорышевское м-е скв. №232Г**

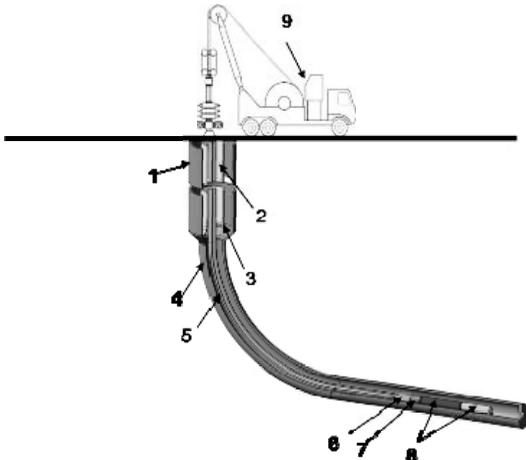


**Условные обозначения:**

- 1 – емкостью для сбора скважинной жидкости,
- 2 – эксплуатационная колонна,
- 3 – колонна НКТ;
- 4 – пусковые муфты в колонне НКТ;
- 5 – воронка НКТ;
- 6 – хвостовик;
- 7 – ЖСПТ;
- 8 – переводник;
- 9 – кабельная головка;
- 10 – геофизический прибор;
- 11 – миниколтюбинговая установка ПКС – 5Г;
- 12 – азотно-компрессорная станция СДА-10/251

Рис. 8

Применяемая технологическая схема проведения ГИС в горизонтальных нагнетательных скважинах с использованием жесткого стале-полимерного кабеля (ЖСПТ), Советское м-е скв. №4143, Уньвинское м-е скв. №665

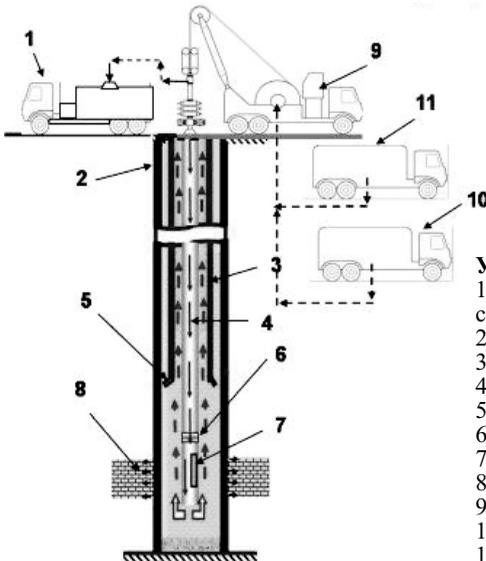


Условные обозначения:

- 1 – эксплуатационная колонна;
- 2 – колонна НКТ;
- 3 – воронка НКТ;
- 4 – хвостовик;
- 5 – ЖСПТ;
- 6 – переводник;
- 7 – кабельная головка;
- 8 – геофизический прибор;
- 9 – миниколтюбинговая установка ПКС 5Г;

Рис. 9

Технологическая схема промывки забоя, обработки призабойной зоны пласта нагнетательной скважины (ОПЗП) с использованием гибкой грузонесущей полимерной трубы (ГПТ)



Условные обозначения:

- 1 – емкость для сбора скважинной жидкости;
- 2 – эксплуатационная колонна;
- 3 – колонна НКТ;
- 4 – ГПТ;
- 5 – воронка колонны НКТ;
- 6 – запорный клапан;
- 7 – размывочная насадка;
- 8 – пласт, интервал перфорации;
- 9 – миниколтюбинговая установка ПКС-5Г;
- 10 – азотно-компрессорная станция СДА-10/251;
- 11 – насосный агрегат.

## Оценка эффективности средств доставки дистанционных геофизических приборов в горизонтальную скважину

№ п	балл	КРИТЕРИЙ ОЦЕНКИ УСПЕШНОСТИ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ										
1	1	вероятность доставки геофизических приборов в заданный интервал исследований до 150м										
	2	вероятность доставки геофизических приборов в заданный интервал исследований до 300м										
	3	вероятность доставки геофизических приборов в заданный интервал исследований до 500м										
2	1	не высокая точности привязки показаний геофизических приборов к глубине										
	2	высокая точности привязки показаний геофизических приборов к глубине										
3	1	не высокая вероятность обеспечение заданных режимов регистрации геофизических параметров (направление, скорость движения геофизических приборов)										
	2	высокая вероятность обеспечение заданных режимов регистрации геофизических параметров (направление, скорость движения геофизических приборов)										
4	1	не высокая технологичность способа										
	2	высокая технологичность способа										
5	2	не высокая себестоимость										
	1	высокая себестоимость										

№ п	НКТ	ЖСК	ЛОТЕРАЛЬ	ГПТ	ЖСПК	КОЙЛ	<u>СРЕДСТВА ДОСТАВКИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПРИБОРОВ</u>
1	3	1	2	2	2	3	<b>НКТ</b> - насоснокомпрессорные трубы <b>ЖСК</b> - жесткий стальной кабель Корженевского  <b>ГПТ</b> - гибкая грузонесущая полимерная труба <b>ЖСПК</b> - жесткий сталепolyмерный кабель <b>КОЙЛ</b> -колтбюинг
2	1	2	2	2	2	1	
3	1	2	2	2	2	1	
4	1	2	1	2	2	2	
5	2	2	2	2	2	1	
<b>РЕЗУЛЬТАТ</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>8</b>	

## Оценка успешности применения средств доставки дистанционных геофизических приборов в скважину

№ п	НКТ	ЖСК	ЛОТЕРАЛЬ	ГПТ	ЖСПК	КОЙЛ	№ п	балл	КРИТЕРИЙ ОЦЕНКИ ПРИМЕНЕНИЯ									
1	1	1	1	2	1	2	1	1	геофизические исследования									
								2	+ другие технологические операции									
3	1	1	1	3	4	4	3	1	давление на устье скважины 0 атм (при вхождении, выходе из нее)									
								2	давление на устье скважины 50 атм (при вхождении, выходе из нее)									
								3	давление на устье скважины 100 атм (при вхождении, выходе из нее)									
								4	давление на устье скважины 200 атм (при вхождении, выходе из нее)									
4	1	2	2	3	4	4	4	1	давление на устье скважины 0 атм (при проведении работ)									
								2	давление на устье скважины 50 атм (при проведении работ)									
								3	давление на устье скважины 100 атм (при проведении работ)									
								4	давление на устье скважины 200 атм (при проведении работ)									
5	1	1	1	2	1	2	5	2	возможность совмещения технологических операций (освоение)									
								1	невозможность совмещения технологических операций (освоение)									
<b>результат</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>12</b>												

## ВЫВОДЫ

К сожалению, опыт работы с применением миниколтюбинговой установки (МКУ), гибкой грузонесущей полимерной трубы (ГГПТ), жесткого стале-полимерного кабеля (ЖСПТ) не велик, но успешность проведения работ достаточно высока, во всех случаях достигнуты положительные результаты, задачи решены в полном объеме. МКУ, ГГПТ, ЖСПТ зарекомендовали себя как альтернативные средства доставки геофизических приборов в горизонтальные скважины. Наглядным примером может служить скважина №665 Уньвинского месторождения, в которой протяженность горизонтального ствола с зенитным углом в 600-700 составляет 900м, избыточное давление на устье скважины при определении профиля притока составляло 70 атм. Для сравнения ни один геофизический подъемник, выпускаемый в Росси, оснащенный жестким кабелем Корженевского не способен решить подобную задачу. Интересным примером является скв. №2319 Приобского месторождения, где проводилась работа по освоению скважины с последующим определением профиля притока скважины. Данный способ позволяет управлять депрессией при освоении скважины при проведении геофизических исследований, что в свою очередь может положительно сказаться на качестве исследований. МКУ позволяет проводить работы без привлечения бригады капитального ремонта скважин и в ряде случаев без остановки скважины, что в конечном результате влияет на снижение себестоимости комплекса работ. Вышеперечисленные факторы позволяют сделать вполне определенные выводы:

1. МКУ, ГГПТ, ЖСПТ – уверенно можно позиционировать на рынке нефте-промышленных услуг в сегменте геофизические исследования и работы в скважинах (ГИРС) с горизонтальным окончанием. В ценовом диапазоне между стоимостью работ с применением кабеля Корженевского и стоимостью работ с применением классической колтюбинговой установки.

2. ГГПТ, ЖСПТ – новые средства доставки геофизических приборов в горизонтальные скважины превосходящие существующие по показателям технологичности, эффективности, себестоимости.

3. ГГПТ – новый инструмент для ремонта скважин (промывка скважин, проведение ОПЗП) превосходящий существующие по показателям технологичность, эффективность и себестоимость.

За время проведения работ, к сожалению, не представилось возможности опробовать ГГПТ одновременно в качестве инструмента для промывки горизонтального ствола скважины и качестве средства доставки геофизических приборов в скважину. Но, считаем, что это вопрос не далекого будущего.

## **Технология проведения многостадийного гидроразрыва пласта BNG WirePlug**

---

**АО «Башнефтегеофизика»  
А.В. Казаков, Е.В. Казаков  
(АО «Башнефтегеофизика» г. Уфа)**

Поиск решений, направленных на повышение показателя коэффициента извлекаемости углеводородов и допустимой рентабельности эксплуатации нефтяных и газовых скважин, наряду с возросшей ресурсно-инновационной деятельностью нефтегазовых компаний, связанных с освоением трудноизвлекаемых запасов углеводородов, диктуют развитие горизонтального бурения скважин с применением многостадийного ГРП. Муфтовые Технологии ГРП – наиболее часто применяемые на сегодняшний день на территории РФ, не могут в полной мере разрешить весь спектр задач, связанных с эффективной эксплуатацией скважины после проведения гидроразрыва пласта. К основным недостаткам муфтовых технологий можно отнести ограничение по количеству стадий, обусловленное диаметром шаров-активаторов, дополнительные затраты на восстановление коммуникации с пластом при отказе элементов заканчивания и отсутствие возможности проведения повторного гидроразрыва – наиболее острой проблемой, связанной с отсутствием равно проходного диаметра ствола, после разбуривания муфт ГРП.

Приоритетным направлением департамента гибких насосно-компрессорных труб группы компаний АО «Башнефтегеофизика», созданного в ноябре 2015 года, является внедрение сервиса безмуфтовых технологий МГРП. Помимо использования общедоступных западных технологий, компания АО «Башнефтегеофизика» совместно с крупнейшим производителем перфорационных зарядов в России, работают над созданием безмуфтовой технологии BNG WirePlug - аналога зарекомендовавшей себя во всем мире технологией Plug&Perf. Существенным отличием между технологиями является средство доставки КНК к месту проведения внутрискважинных операций, в качестве которого предполагается использование гибкой трубы с геофизическим кабелем. Немаловажным плюсом является использование тандема последовательного срабатывания в составе КНК, исключаящим какие-либо временные задержки между срабатыванием секций компоновки и позволившим активировать компоненты системы по команде взрывника с поверхности земли.

Для реализации данной технологии было спроектировано и закуплено уникальное оборудование, не имеющее аналогов на Российском нефтесервисном рынке, среди которого можно выделить койлтюбинговую установку с повышенной емкостью рабочего барабана (5300 метров гибкой трубы диаметром 50.8 мм или 6800 метров гибкой трубы диаметром 44.45 мм). Шестнадцать единиц техники, входящей в состав флота ГНКТ, позволяют выполнять работы любой сложности, без привлечения субподрядных организаций.

Испытания компоновки низа колонны, проходившие минувшим летом на взрыв полигоне, подтвердили работоспособность системы и в полной мере разрешили поставленные задачи:

Посадка пакера

Отсоединение посадочного инструмента

Последовательное срабатывание секций перфораторов

Опрессовка пакера на максимальное рабочее давление 700 Атм.

На данный момент ведется работа по модификации посадочного инструмента, с целью его адаптации под композитные мостовые пробки. Данное конструктивное решение даст преимущество по времени выполнения операции и исключит возможность возникновения технических осложнений при фрезеровании мультистадийных скважин в сравнении с традиционными (металл-резина) пакер-пробками.

Успешное проведение повторных испытаний, назначенных на конец декабря 2016 года, позволит заявить о готовности к проведению опытно-промышленных работ.

## **«Разработка отечественного программного обеспечения по 1D геомеханическому моделированию и дизайну ГРП в рамках импортозамещения»**

---

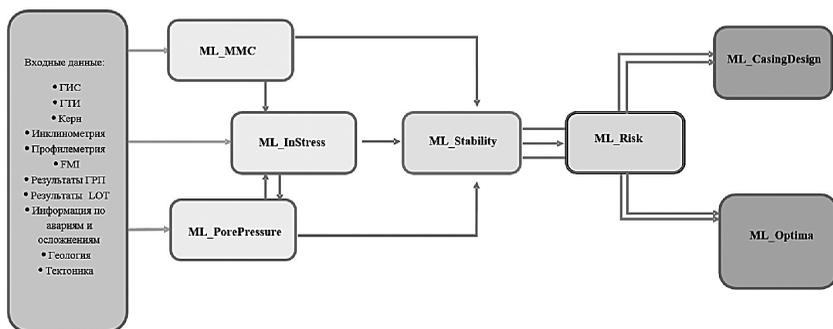
**Шайбаков А.Л., Кузнецов И.В., Ющенко М.А.,  
ООО НПО "СНГС", Гасеми М., Гараванд А., РГУ НГ, (г. Москва)**

На сегодняшний день руководство страны уже задумалось над тем, каким образом можно соединить перспективные отечественные разработки в единую информационную систему или информационное пространство, как создать замыкающую технологию в нефтегазовой отрасли. В настоящее время уже существует множество предпосылок к тому, чтобы развернуть полномасштабную работу по практическому использованию замыкающих технологий в различных отраслях экономики. Так, например, несколько месяцев назад в нефтегазовой отрасли было принято кардинальное стратегическое решение о создании единой информационной платформы для обеспечения деятельности нефтегазовых компаний. Это будет некая совокупность уже существующих в отрасли специализированных продуктов и решений. Основная задача Открытой информационной системы - стать фундаментом для использования существующего в отрасли мощнейшего интеллектуального потенциала.

Созданная компанией ООО НПО «СНГС» система управления жизненным циклом нефтегазового месторождения «Унофактор», в рамках которой уже сейчас разработаны и функционируют отдельные элементы будущей системы уже используются некоторыми компаниями. Два важных элемента этой системы, которые представляют собой 1D геомеханическое моделирование и дизайн ГРП, представлены в данном докладе.

К числу важнейших задач в процессе геологоразведочных работ относится задачи по безопасной (оптимальной) проводке скважины. Все больше внимания уделяется процессам деформирования и разрушения горных пород. Одним из эффективных методов решения данной задачи является геомеханическое моделирование разреза с расчетом профиля напряжений и оптимального коридора допустимой плотности ЭСП, ЭЦП по всей исследуемой глубине. Проведение геомеханического моделирования позволяет снизить количество аварий и осложнений, возникающих при строительстве будущих скважин.

Будет освещен программный продукт отечественного производства по 1D геомеханическому моделированию. Программный продукт MLGeomechanics представляет собой программный комплекс, состоящий из семи модулей (рис.1), предназначенный для одномерного геомеханического моделирования.



**Рисунок 1. Принципиальная схема программы ML Geomechanics.**

Программа MLGeomechanics (ООО НПО «СНГС») предназначена для решения следующих задач:

- расчет механических свойств горных пород (1д ммс) по стволу скважины;
- расчет градиента порового давления;
- расчет констант напряженного состояния ( $\sigma_v$ ,  $\sigma_h$ ,  $\sigma_h$ );
- определение градиента обрушения пород;
- определение градиента поглощения буровой промывочной жидкости;
- определение градиента гидроразрыва;
- определение чувствительности стенки скважин при изменении плотности бпж;
- определение оптимального профиля скважины, при котором минимизируются риски обрушения, поглощения и гидроразрыва;
- оптимизация конструкции скважин по результатам геомеханического моделирования (оптимальные глубины спуска обсадных колонн);
- оптимизация режимно-технологических параметров бурения по результатам геомеханического моделирования.

Будут представлены последние обновления в части оценки рисков возникновения осложнений и определения глубины спуска обсадных колонн.

Технология гидроразрыва пласта представляет собой один из методов интенсификации добычи нефтяных и газовых скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин. Метод заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте для обеспечения притока добываемого флюида (газ, вода, конденсат, нефть либо их смесь) к забою скважины. После проведения ГРП дебит скважины, как правило, резко возрастает. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами уже невозможна или малорентабельна. Кроме того, в настоящее время метод применяется для разработки новых нефтяных пластов, извлечение нефти из которых традиционными способами нерентабельно ввиду низких получаемых дебитов. Также применяется для добычи сланцевого газа и газа уплотненных песчаников.

Существует несколько моделей (PKN, KGD, псевдо-3D) расчета геометрии трещины ГРП, которые описывают рост трещины и изменение давления во времени. Эти модели представляют собой комплекс уравнений упругости, фильтрации флюида, материального баланса и напряженно-деформированного состояния

среды. Программа MLFrac по дизайну ГРП, разработанная в рамках концепции системы Унофактор учитывает существующие методики в области проектирования ГРП, оптимизации мини-ГРП и оценки эффективности.

Программа предназначена для проведения дизайна ГРП продуктивного пласта исследуемой скважины.

Программа обеспечивает выполнение следующих функций:

- Загрузка исходных данных (литология, конструкция скважины, физические свойства коллектора, гидравлика, параметры закачки, экономические параметры и др.) из файлов формата las, xls, xlsx
- Загрузка исходных данных с текстовых файлов произвольного формата
- Графическое отображение данных в виде двух- и трехмерных интерактивных графиков и схем
- Гибкая настройка исходных данных
- Правка/просмотр/создание исходных данных в визуальном редакторе
- Отображение результатов проектирования геометрии в виде анимации
- Интерактивный помощник по работе с программой (планируется)
- Дизайн ГРП по различным двухмерным (PKN, KGD, радиальная) и псевдотрёхмерным моделям.
- Симуляция мини-ГРП с использованием различных методов оценки давления смыкания (анализ G-функции, метод квадратного корня)
- Расчёт оптимальных показателей ГРП по различным методам (Аналитическая модель, алгоритм Экономидиса, эмпирический метод)
- Экономическая оптимизация
- Анализ ГРП (на счёт анализа ровным счётом нет ничего, так что более ёмко не могу описать)
- Импорт/экспорт проекта
- Сохранение результатов работы программы в графические и текстовые форматы

Технологии геомеханического моделирования и дизайна ГРП встречаются на разных стадиях жизни нефтегазовых месторождений и используются для решения целого комплекса производственных задач нефтегазового предприятия. В частности, при разработке месторождений геомеханическое моделирование позволяет определить направление и геометрию гидроразрыва пласта. В целом, ГРП является одним из эффективнейших методов воздействия на призабойную зону скважин. Практически ни одна технология в нефтегазовой промышленности не дает столь высокой экономической отдачи. Благодаря использованию современных суперкомпьютерных технологий «Унофактор» позволяет оптимизировать процессы, связанные с гидроразрывом пласта.

## Новое поколение геофизической техники и технологии для контроля качества цементирования скважин

Сулейманов М.А., Галеев Р.Р., Исламгулов В.И., Амиров К.М.  
АО НПФ «Геофизика»

Новое поколение геофизической техники для контроля цементирования скважин характеризуется применением сканирующих зондов, позволяющих оценить качество цементирования обсадной колонны по её периметру в различных секторах.

Сканирующие зонды имеют следующие преимущества:

- позволяют оценить сцепление цементного камня с обсадной колонной и горными породами по периметру скважины;
- получаемые данные можно «привязать» к апсидальной плоскости скважины, т.е. к нижней части обсадной колонны;
- возможно определить тип дефекта цементирования (объемный или контактный), оценить его размеры и пространственную ориентацию.

В России для контроля качества цементирования скважин применяют акустический и гамма-гамма методы цементометрии.

Для гамма-гамма цементометрии скважин используют аппаратуру сканирующего типа СГДТ и ЦМ [1].

Для акустической цементометрии используют аппаратуру сканирующего типа на преломленных или отраженных волнах, приведенную ниже.

### Основные характеристики АКЦ сканирующего типа на преломленных волнах

№ п/п	Изготовитель (страна)	Наименование	Формула зонда, м сканирующего интегрального	Рабочая частота, кГц сканир. интегр.	Диаметр, мм	Длина, м	Предельные условия эксплуатации	
							T, °C	P, МПа
1.	ТНГ-Групп (г. Бугульма)	АКЦ-8С	$I1,0П1,0,5П2...П7,0,5П8$ $I1,1П6,0,5П10...П15,0,5П16$	16-20	105	5,6	105	60
2.	ООО «Нефтегаз-геофизика» (г. Тверь)	АКЦС	$П2(1-4)0,2П1(1-4)0,3И$	20	73	3,5	120 (175)	120
3.	НОКБ ГП (г. Новосибирск) Schlumberger	АКЦН-МЗ	$I0,6ПC(1-8)$ $I0,9П2,0,6П3$	$\frac{22}{22}$	73	4,4	125	80
4.	Weatherford (США)	SBT (Sector Bond Tool)	$IС(1-8)0,6ПC(1-8)$ $I0,9П10,6П2$	$\frac{100}{20}$	70	3,4	177	138
5.	Sondex (Великобритания)	RBT (Radial Bond Tool)	$I0,9П1(1-8)0,6П2(1-8)$	$\frac{20}{20}$	79,4	3,0 без центр.	177	138
6.	Baker Hughes (США)	SBT (Segmented Bond Tool)	$IС(1-6)ЛПC(1-6)$ $I1,5П$	$\frac{100}{20}$	85,7	10,1	177	138
7.	АО НПФ «Геофизика» (г. Уфа)	МАК-100СК	$I2,0,5И1,1,0(П1инт...П8инт)$ $Iск1...Iск8,0,4Пск1...Пск8$	$\frac{20}{100}$	100 100	4,8	120 (150)	80

## Основные технические характеристики аппаратуры АКЦ на отраженных волнах

№ п/п	Изготовитель (страна)	Наименование	Формула зонда, (количество измерений за один оборот датчика)	Рабочая частота, кГц	Диаметр, мм	Длина, м	Предельные условия эксплуатации	
							T, °C	P, МПа
1.	АО НПФ «Геофизика» (г. Уфа)	АРКЦ-Т	И – П (64)	500	90	4,0	120	80
2.	ООО «Нефтегаз-геофизика»	АСТ-К-80	И – П (32)	400, 1000	80	2,5	120	80
3.	Schlumberger (США)	USIT Ultra – Sonic Imaging Tool	И – П (36)	200-700	85,7	6,0	177	138
4.	Schlumberger (США)	Isolation Scanner Tool	И – П И ЛП, СП <sub>2</sub> (36)	200-700 250	85,7	6,6	177	138

Акустические цементометры на отраженных волнах позволяют определять состояние контакта цементного камня только с обсадной колонной, а для оценки контакта с горными породами требуется применение дополнительного прибора АКЦ на преломленных волнах. Поэтому приборы этого типа нашли меньшее применение по сравнению с приборами АКЦ на преломленных волнах, позволяющих определять состояние контакта на обеих границах цементного камня.

Сравнительный анализ технических характеристик приборов АКЦ на преломленных волнах показал, что наибольшими информационными возможностями обладает модуль двухчастотного интегрально-сканирующего цементомера МАК-100СК [2].

В докладе приведены скважинные материалы МАК-100СК подтверждающие эти выводы.

Начиная с 2000-х годов для контроля цементирования скважин применяется технология исследований за 1 спуско-подъемную операцию комплексом АМК-2000 [3], который содежит модули акустической и гамма-гамма цементометрии, гамма каротажа и магнитной локации муфт обсадной колонны. В последующие годы этот комплекс пополнялся новыми модулями АКЦ и ГГЦ сканирующего типа, что позволило значительно повысить достоверность оценки качества изоляции за-колонного пространства скважин.

В докладе приведены примеры комплексной интерпретации данных АМК-2000.

### Список использованных источников

1. Семенов Е.В., Крутова Т.Е., Галеев Р.Р., Исламов А.М. Гамма-гамма сканеры для исследования обсаженных скважин // НТВ «Каротажник». Тверь: изд. АИС. 2005. Вып. 10-11 (137-138). С. 66-73.

2. Сулейманов М.А., Исламгулов В.И., Безруков Е.В. и др. Новые разработки аппаратуры акустического каротажа и контроля качества цементирования скважин // НТВ «Каротажник». Тверь: изд. АИС. 2015. Вып.11 (257). С. 48-59.

3. Лаптев В.В., Сулейманов М.А., Семенов Е.В. и др. Программно-управляемый аппаратурно-методический комплекс АМК-2000 для контроля качества цементирования скважин// НТВ «Каротажник». Тверь: изд. АИС. 2001. Вып.86. . С. 79-86..

# Молодежная секция

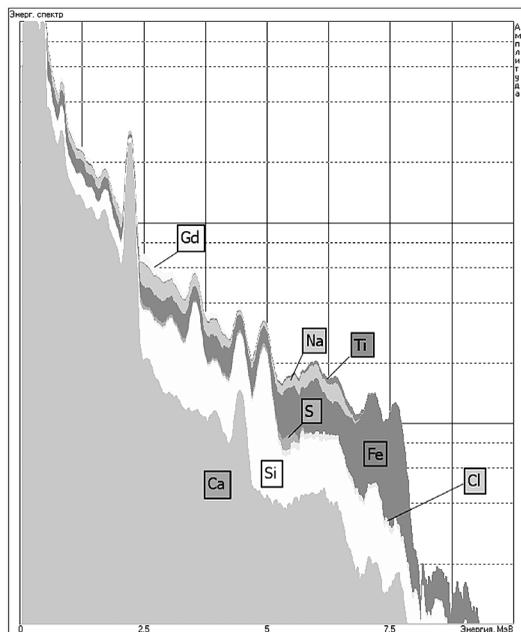
# ПЕРВЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЙТРОННОЙ ГАММА-СПЕКТРОМЕТРИИ ДЛЯ ОЦЕНКИ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА ПОРОД В УСЛОВИЯХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.

Рахимов А.Р., Адиев Д.А., Камалtdинов А.Ф. (ОАО “Когалымнефтегеофизика” г. Когалым)

Рассмотрены результаты изучения терригенных отложений Западной Сибири методом нейтронной гамма-спектрометрии аппаратурой СНГК-90 с применением ампульного источника на примере одного из месторождений Широтного Приобья. Проведено сопоставление результатов обработки результатов ГИС и керновых данных.

Сложность современных резервуаров нефти и газа требует точного понимания формирования состава породы и минералогии, что особенно актуально для нетрадиционных коллекторов. В условиях терригенных отложений Западной Сибири наиболее часто встречаются минералы такие как кварц, калиево-полевой шпат, альбит, кальцит, доломит, сидерит, ангидрит, иллит, каолинит, глауконит, хлорит, пирит и другие. Оценить содержание тех или иных минералов по данным стандартного комплекса ГИС на сегодняшний день весьма затруднительно [4].

Появление на рынке относительно новых сцинтилляционных детекторов на



основе кристалла ВГО (висмут-германий) привело к повышению чувствительности и стабильности измерительной аппаратуры, что в свою очередь повысило информативность спектрометрических методов [1].

Метод нейтронной спектрометрии от ампульного источника основан на регистрации спектра гамма-излучения радиационного захвата с последующей оценкой массовых содержаний основных породообразующих элементов - Ca(кальций), Si(кремний), Fe(железо), S(сера), Na(натрий) а также обладающих высоким сечением захвата Cl(хлор), Gd(гадолиний), Ti(титан) [2].

Рис.1 Спектр ГИРЗ с прибора СНГК-60

В скважинах, пробуренных с частичным отбором и дальнейшим лабораторным анализом керна в продуктивных пластах нижней части танопчинской свиты месторождения Широкого Приобья выполнен стандартный комплекс ГИС, а также метод нейтронной гамма-спектрометрии аппаратурой СНГК-90 (аналог ECS компании Schlumberger) [5]. По результатам обработки данных были получены следующие результаты:

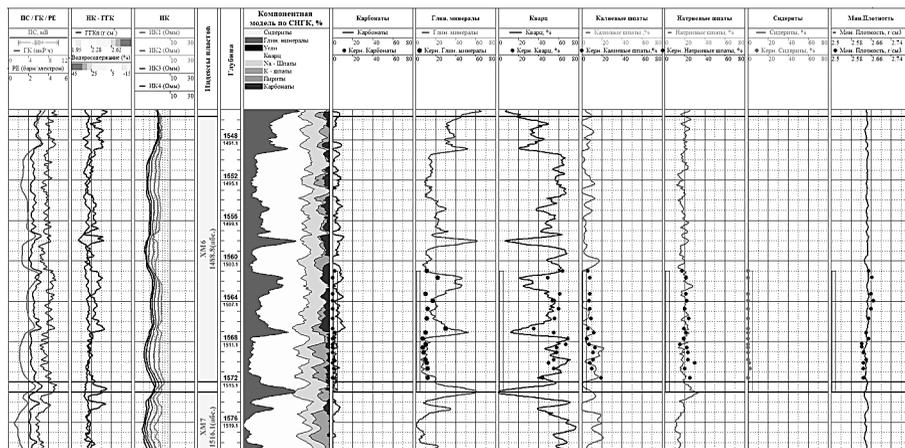
1) массовые содержания скелетной составляющей породы - Ca, Si, Fe, S, Na, Ti, Gd.

2) построена компонентная модель породы включающая:

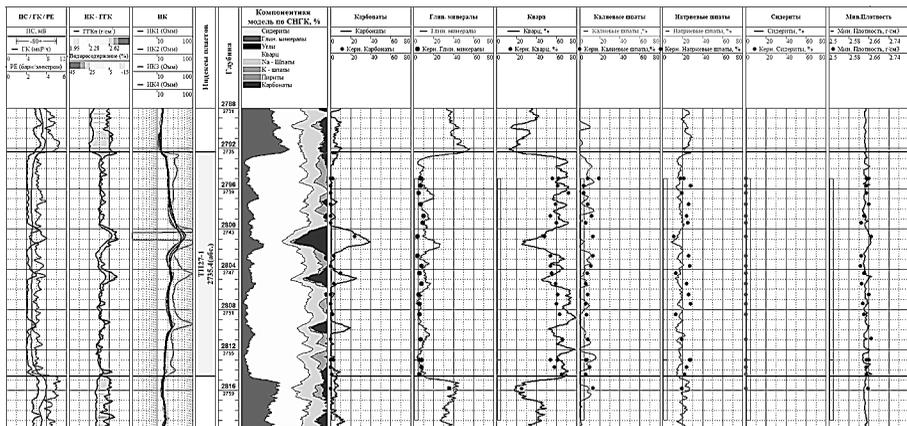
- кварцы
- калиевые шпаты
- натриевые шпаты
- карбонаты
- пириты
- глинистые минералы
- сидериты

3) восстановлена скелетная плотность породы

Результаты сопоставления данных ГИС и керна представлены на рис.2 пласт ХМ6-7 и рис.3 пласт ТП27-1.



**Рис.2 Литологическое выделение пород методом нейтронной спектрометрии по пласту ХМ6-7**



**Рис.3 Литологическое выделение пород методом нейтронной спектрометрии по пласту ТП27-1**

В рамках принятой модели наблюдается достаточно хорошая корреляция полевых шпатов с кривыми данными. Карбонатизация определяемая по данным СНГК в целом также хорошо согласуется с кернами, места незначительных невязок, вероятно связано с некоторой долей доломитизацией. Пиритизации в исследуемых скважинах не наблюдалась, что подтвердилось практически отсутствием серы. Глинистость в рамках данного метода строилась с учётом содержаний Ca, Si и Fe по методике не требующей выбора минимальных и максимальных значений (Susan L. Herron and Michael M. Herron) достаточно подробно описанной в литературе [3]. Кварц в модели породы определялся по нормировочному принципу.

Анализируя материал по скважинам месторождения Западной Сибири, результат построения объёмной модели по данным СНГК можно считать удовлетворительным. Дальнейшее увеличение компонент объёмной модели, разделение глинистой составляющей и повышения точности их определения возможно за счёт привлечения данных других методов (спектрометрического гамма каротажа, гамма-гамма литоплотностного каротажа и др.)

## ЛИТЕРАТУРА

1. Лобода Н.Г. Разработка и внедрение методики оценки массовых содержаний породообразующих элементов в разрезах нефтяных скважин по данным спектрометрического нейтронного гамма-каротажа: Дисс. ... канд. тех. наук. Дубна, 2011. 107с.
2. Велижанин В.А., Лобода Н.Г., Лобода Д.Р., Бубеев А.А., Зыков Д.Г., Точиленко Г.К. Опыт применения спектрометрического нейтронного гамма-каротажа для оценки массовых содержаний элементов в породе // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2013. Вып 3 (225) С. 108-121.

3.Herron M. M. and Herron S. L., “Quantitative Lithology: An Application for Open and Cased Hole Spectroscopy”. Transactions of the SPWLA Thirtyseventh Annual Logging Symposium, New Orleans, LA, June 16-19, 1996. Paper E.

4.R. Pemper, A.Sommer, P.Guo, D.Jacobi., “A New Pulsed Neutron Sonde for Derivation of Formation Lithology and Mineralogy” Baker Atlas, Society of Petroleum Engineers, San Antonio, Texas, 24-27 September 2006.

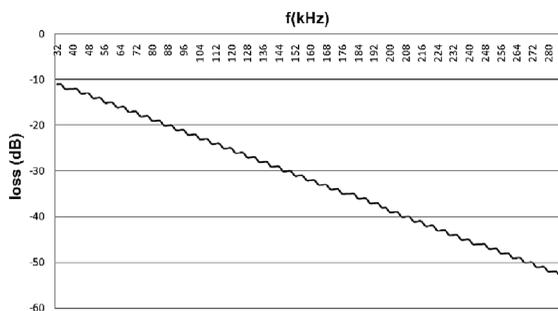
5.Официальный сайт компании Schlumberger [Электронный ресурс], 2010 Schlumberger Limited <http://www.slb.ru/page.php?code=119>

# СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПЕРЕДАЧИ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПО КАРОТАЖНОМУ КАБЕЛЮ

Пружинин И.А. (аспирант Университета «Дубна»)

При определении геологических характеристик проводятся разнообразные электрические, ядерно-физические, термометрические и другие измерения физических параметров с использованием различных приборов, спускаемые в скважину на грузонесущем каротажном кабеле. По этому кабелю осуществляется питание, управление и передача информации на поверхность. Необходимость расширения геофизического комплекса методов на различной физической основе обусловила создание цифровой комплексной скважинной аппаратуры, позволяющей за один спуск-подъем измерить множество различных параметров. Применение современных сканирующих приборов акустического, микроэлектрического и ультразвукового каротажа, в свою очередь, существенно увеличило требования к пропускной способности канала связи.

Высокочастотный информационный сигнал, проходящий через каротажный кабель, подвергается искажению и ослаблению под действием сопротивления и емкости кабеля. При этом степень искажения зависит как от длины линии каротажного кабеля, так и от частоты и типа модуляции информационного сигнала, что существенно ограничивает используемую полосу частот при передаче информации.



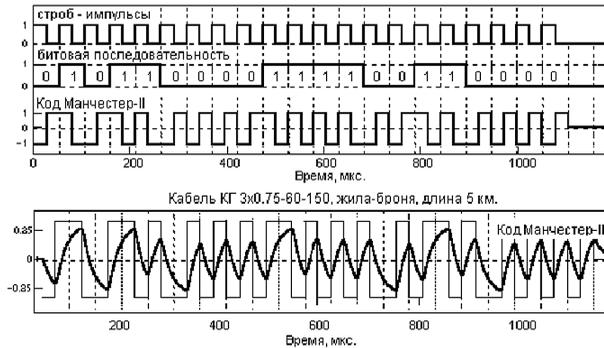
**Рис 1. Амплитудно-Частотная характеристика затухания каротажного кабеля длиной 5км.**

В данной работе проводится оценка необходимой пропускной способности канала связи для передачи данных от акустического сканера-телевизора, дан обзор использующихся в данный момент технологий передачи информации по геофизическому кабелю.

Из технических характеристик следует, что акустический сканер производит измерение 128-ми волновых картин за один оборот, каждая такая картина содержит 256 отсчетов. Скорость каротажа с минимальным шагом 2см составляет 60м/час. Что примерно соответствует, скорости каротажа 2см/сек. Таким образом, если считать что каждый отсчет занимает 2байта, прибор производит 524288 бит информации в секунду без учета сервисной информации. Мы упростили ситуацию, не

рассматривая возможность сжатия данных волновой картины, но в целом данный пример хорошо иллюстрирует объем трафика от подобной скважинной телеметрической системы.

На данный момент, традиционно используемая аппаратура передачи данных по коротажному кабелю использует двухуровневый код с автосинхронизацией Манчестер-II, что позволяет передавать данные на скорости 100кбит/с. Такая кодировка позволила отказаться от необходимости учитывать полярность посылаемого сигнала, так как информация хранится не в значениях напряжения сигнала, а в его изменении – такой же уровень сигнала или отличается от предыдущего значения, что делает синхронизацию проще. Так как переход между уровнями происходит, по меньшей мере, один раз за передаваемый бит – это позволяет приемнику синхронизироваться с потоком данных.

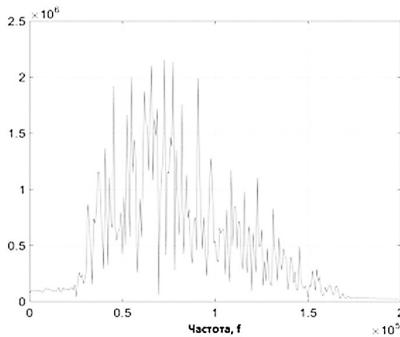


**Рис 2. Представление битовой последовательности кодом Манчестер-II и форма импульсов кодовой последовательности на выходе коротажного кабеля.**

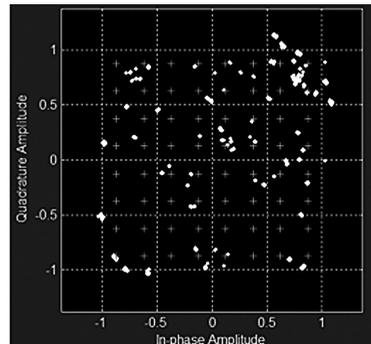
По мере развития методов цифровой модуляции они начали применяться и в геофизических исследованиях скважин на коротажном кабеле. С начала 90х годов, распространение получают системы с использованием одной несущей частоты на основе модуляции QAM, при которой информационный символ передается изменением амплитуды и фазы несущего колебания

$$S(t) = I(t)\cos(2\pi f_0t) + Q(t)\sin(2\pi f_0t)$$

Используются две копии одной несущей, сдвинутые на 90 градусов, что в итоге, представляет собой изменение амплитуды и фазы несущей частоты. К примеру, для сигнала, модулированного QAM16, каждый информационный символ содержит 4 бита. Два бита передаются посредством изменения фазы и еще два изменением амплитуды.



а.)

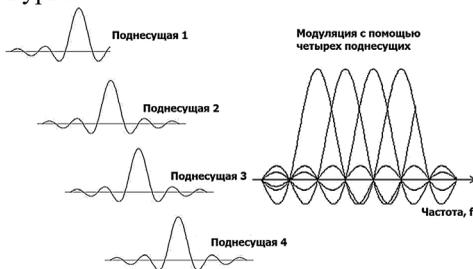


б.)

Рис 3. а.) Спектр модулированного QAM64 сигнала после прохождения в кабеле 5 км. б.) Созвездие QAM64 построенное без коррекции искажений, вносимых кабелем.

В настоящее время разработаны системы, передающие данные со скоростью 500кбит/с с применением модуляции QAM64. Основная сложность построения систем на основе модуляции QAM с одной несущей – необходимость построения сложного эквалайзера во временной области для коррекции искажений, вносимых кабелем, вследствие широкой полосы частот занимаемой передаваемым сигналом.

В последнее время растет интерес к внедрению в нефте-газодобывающую индустрию, технологий связи прочно завоевавших свое место на современном рынке телекоммуникационных услуг. Появляется аппаратура передачи данных, использующих передачу данных на нескольких десятках несущих или «мультиплексирование с ортогональным частотным разделением каналов» (OFDM), которое применяется в коммерческом оборудовании стандарта ADSL. Вся используемая полоса делится на полосу для передачи данных от абонента «UPSTREAM» и к нему «DOWNSTREAM», модуляция QAM4...16 осуществляется в каждом частотном канале (на каждой «поднесущей») с помощью обратного преобразования Фурье.



**Рис 4. Спектр OFDM модулированного сигнала, использующего четыре поднесущие частоты.**

При использовании семижильного кабеля и коррекции перекрестных помех от соседних пар удается достичь скорости передачи данных порядка 2Мбит/с. Ввиду того что каждый частотный канал представлен занимает «узкую» полосу частот значительно упрощается (или полностью отсутствует) фильтр-эквалайзер. Сигнал во временной области складывается из множества поднесущих, в результате обратного преобразования Фурье передатчика, что негативно влияет на отношение пикового значения к усредненному (пик-фактор или PAPR) и не позволяет эффективно использовать выходной усилитель передатчика.

Наряду с совершенствованием технологий связи в этой области, появляются публикации об использовании так называемых гибридных грузонесущих каротажных кабелей, содержащих не только привычные токопроводящие жилы, но и несколько оптических волокон. Для разработки аппаратуры передачи информации используется сравнительно новая техника - «оптическое мультиплексирование с ортогональным частотным разделением каналов» (O-OFDM), которая сочетает преимущества передачи информации по оптоволокну и традиционной технологии OFDM, что позволяет достигать скорости в несколько гигабит в секунду. Что позволяет бороться как с влиянием дисперсии света в оптоволокне и поляризационной модовой дисперсии, основными факторами, уменьшающими скорость передачи в оптоволокне.

#### Выводы:

1. Традиционно используемые методы передачи данных на основе кода Манчестер-II не удовлетворяют потребности в передаче данных от современных сканирующих скважинных приборов.

2. С помощью разработки аппаратуры с применением новых методов цифровой модуляции с применением одной или нескольких несущих удастся существенно повысить скорость передаваемой информации.

3. При проведении геофизических исследований скважин начинают применяться принципиально новые методы передачи данных с использованием специализированного кабеля с оптоволоконным сердечником, что выводит технику передачи данных на совершенно новый уровень. Однако, ввиду дороговизны, эта технология будет долго недостижима для повседневного широкого использования.

#### Литература:

Давыдов А.В., Мамлеев Т.С. Частичная деконволюция импульсного отклика каротажного кабеля. Известия Уральской государственной горногеологической академии. Вып. 15. Серия: Геология и геофизика, 2002

Акустический сканер-телевизор, URL:<http://www.kngf.org/services/otsenka-tekhnicheskogo-sostoyaniya-skvazhin/akusticheskiy-skaner-televizor-ast/>, (дата обращения 04.11.2016)

Thanh Tran, Wei Sun, Jianqiang Zeng, Boguslaw Wiecek. High-Bitrate Downhole Telemetry System. DOI: 10.1109/ISPLC.2015.7147628

Renze Luo, Yonghua Ge, and Jiao Yang. High-speed Downhole Transmission System and Its Synchronization Algorithm Based on Optical OFDM. Journal of Communications Vol. 9, No. 1, January 2014