

VIII КИТАЙСКО РОССИЙСКИЙ СИМПОЗИУМ
 «НОВАЯ ГИС ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»
 第八届中俄测井年会 "石油天然气工业领域中地球物理测井新技术和新方法"



МАТЕРИАЛЫ СИМПОЗИУМА REPORTS

Спонсоры/Sponsors



ООО «Газпром
 георесурс»



ОАО НПП «ВНИИГИС»



ООО НПФ «АМК
 Горизонт»



ООО «НовТек Новые
 Технологии»

Информационные спонсоры/Media Sponsors

КАРОТАЖНИК

Геофизина

ГЕОЛОГИЯ
 НЕФТИ И ГАЗА



Наука и ТЭК

Coiled tubing



НЕФТЬ
 КАПИТАЛ

GeoИнжиниринг

СФЕРА



ТЕРРИТОРИЯ
 НЕФТЕГАЗ



Нефть.Газ.
 НОВАЦИИ

ПЕКИН-2014



**VIII КИТАЙСКО – РОССИЙСКИЙ НАУЧНЫЙ СИМПОЗИУМ
«НОВЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ»
8-19 НОЯБРЯ 2014 Г.**

**第八届中俄测井年会
"石油天然气工业领域中地球物理测井新技术和新方法" 2014**

**THE EIGHTH CHINESE-RUSSIAN SCIENTIFIC SYMPOSIUM
«NEW TECHNIQUE AND TECHNOLOGIES
IN THE OIL AND GAS INDUSTRY»
8-19 November 2014**

МАТЕРИАЛЫ СИМПОЗИУМА SYMPOSIUM MATERIALS

**Китай, г. Пекин 2014
China, Beijing - 2014**

УДК 550.832
ББК 26.2
В 76

VIII КИТАЙСКО - РОССИЙСКИЙ НАУЧНЫЙ СИМПОЗИУМ «НОВЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ», 8-19 НОЯБРЯ 2014 г.

Материалы симпозиума. Уфа: изд-во ООО «Новтек новые технологии», 2014 г., с. 166, ил. 149.

Представлены полные тексты докладов VIII Китайско-Российского научного симпозиума «Новые техника и технологии в нефтегазовой промышленности», состоявшегося 8-19 ноября 2014 года в г. Пекин. Доклады российских участников приведены на русском и английском языках последовательно, доклады китайских участников опубликованы на русском языке, перевод осуществлен китайской стороной.

Освещаются вопросы современного состояния геофизических исследований нефтегазовых скважин в России и в Китае: новых методов, аппаратуры, технологий, методик обработки.

Книга представляет интерес для широкого круга специалистов нефтегазовой отрасли и студентов профильных ВУЗов.

Издание подготовлено к печати ООО «Новтек новые технологии» по решению оргкомитета российской стороны.

УДК 550.832
ББК 26.2

© ООО «Новтек новые технологии»

ОРГАНИЗАТОРЫ И СПОНСОРЫ НАСТОЯЩЕГО СИМПОЗИУМА

Организаторы:

Евро-Азиатское геофизическое общество
Геофизическая комиссия Китайской нефтяной ассоциации

Генеральные спонсоры:

ООО «Газпром георесурс»

Спонсор:

ОАО НПП «ВНИИГИС»
АМК «Горизонт»
ООО «Новтек новые технологии»

Информационные спонсоры:

Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации»
Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство»
Научно-технический и производственный журнал «Наука и ТЭК»
Научно-технический вестник «Каротажник»
Научно-технический журнал «Геофизика»
Научно-практический журнал «Время колтюбинга»
Научно-технический журнал «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений»
Научно-технический журнал «Геология нефти и газа»
Аналитический журнал «Нефтегазовая вертикаль»
Аналитический журнал «Нефть и капитал»
Аналитический журнал «ГеоИнжиниринг»
Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика»
Журнал «Территория «Нефтегаз»
Информационно-технический журнал «СФЕРА Нефтегаз»

ООО «Газпром георесурс» - 100 % дочернее предприятие ОАО «Газпром». На сегодняшний день это крупнейший российский игрок на рынке нефтегазового сервиса России, ведущий научно-технический центр газовой отрасли России в области геофизических исследований и работ (ГИРС) в нефтегазовых скважинах. Сегодня компания выполняет 95% объемов ГИРС на объектах ОАО «Газпром» и является лидером в России, занимая около 20% рынка подобных услуг. Предприятие оказывает услуги по геофизическим исследованиям и работам в скважинах, сейсморазведке, по бурению и капитальному ремонту скважин, по интенсификации добычи углеводородов.

Работы и исследования проводятся с использованием, как собственного уникального оборудования, так и оборудования и аппаратуры крупнейших мировых производителей.

Производственные мощности компании расположены во всех регионах деятельности ОАО «Газпром». В структуре ООО «Газпром георесурс» 16 производственных филиалов, в том числе один – в Казахстане, более 250 специализированных каротажных и полевых сейсморазведочных партий. Каждое предприятие имеет собственную техническую, испытательную и метрологическую базы. Кроме того, имеется научно-производственный филиал по разработке и изготовлению аппаратуры и оборудования; центр метрологии сертификации.

Работы ведутся на территории крупнейших нефтегазовых провинций страны и зарубежья: в европейской части России, Западной и Восточной Сибири, в Казахстане, Латвии.

Главная цель ООО «Газпром георесурс» сегодня – быстрое и эффективное решение задач и проблем, с которыми сталкивается современный недропользователь.

В связи с тем, что геофизическая деятельность является одной из наиболее наукоемких в нефтегазовом сервисе, компания особое внимание уделяется научно-исследовательскому развитию, выбору приоритетных направлений и их реализации. Техническая политика предприятия направлена на разработку, приобретение и внедрение в производственных подразделениях передовых технологий, повышающих геологическую и экономическую эффективность геологоразведочных работ и разработки месторождений.

ОАО НПП «ВНИИГИС» является одним из ведущих в России научно-производственным предприятием, создающим специальные и уникальные методы и технологии для геофизических исследований нефтегазовых, рудных и угольных скважин. ОАО НПП «ВНИИГИС» является старейшей геофизической организацией, со своей историей, общей системой ценностей и давними традициями промышленных инноваций.

Мы выполняем работы по прямым договорам с нефтяными компаниями и их структурами, горнодобывающими, геофизическими и другими предприятиями России, стран СНГ, зарубежными компаниями и фирмами.

ОАО НПП «ВНИИГИС» располагает развитой лабораторной базой, хорошо оборудованным метрологическим центром, опытным производством, испытательной станцией и специальными подразделениями для проведения геофизических работ, а также, специалистами высокой квалификации. Институт по праву гордится своим научным потенциалом: 3 доктора и 30 кандидатов наук, 1 академик РАЕН, 4 члена-корреспондента и 1 академик МАНЭБ, свыше 150 высококвалифицированных специалистов.

ОАО НПП «ВНИИГИС» проводит исследования и занимается бизнесом в следующих направлениях:

- информационное сопровождение проводки горизонтальных и наклонно-направленных скважин;
- радиоактивные методы для изучения геологического разреза скважин и контроля нефтегазонасыщенности;
- пространственные методы изучения и построения моделей геологического строения разрезов;
- геофизические исследования в открытом стволе скважин малого диаметра;
- акустические методы для исследования открытого ствола и обсаженных скважин различного диаметра;
- контроль технического состояния колонн и колтюбинговой трубы, качества цементирования скважин;
- 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).
- аппаратно-методические комплексы для исследования скважин на месторождениях твердых полезных ископаемых

Адрес: 452614, Россия, Республика Башкортостан,
г. Октябрьский, ул. Горького, 1
Тел.: (34767) 5-25-22, 5-27-17, 5-27-06, 5-27-03
Факс: (34767) 5-28-29, 5-27-96
E-mail: info@vniigis.com, сайт: www.vniigis.com

OAO NPP «VNIIGIS» is one of the leading research and development companies in Russia, providing special and unique methods and technologies for geophysical logging of oil and gas, ore and coal wells. OAO NPP «VNIIGIS» is the oldest geophysical company with its rich history, common set of values and long traditions of industrial innovations.

We perform jobs and services for oil companies and their divisions, mining, geophysical and other companies in Russia, CIS countries, as well as countries abroad.

OAO NPP «VNIIGIS» has a well-developed laboratory facility, perfectly equipped metrology center, pilot production plant, safe testing station with modern facilities and special divisions to perform geophysical operations. Besides all mentioned above, a special attention should be paid to our best trained, highly qualified specialists. The company is truly proud of its research workers: 3 Doctors of Science and 30 Candidates of Science, 1 Academician of the Russian Academy of Natural Sciences (RAEN), 4 Associate Members and 1 Academician of International Academy of Ecology and Life Protection Sciences (MANEB), over 150 highly qualified specialists.

The business and surveys within OAO NPP «VNIIGIS» comprise several areas:

- Information support to drill horizontal and directional wells;
- Radioactive methods to survey geologic profile of the well and to control oil-and gas saturation;
- 3D modeling methods to study subsurface geology;
- Slim hole Open hole logging;
- Acoustic logging for open and cased holes of variable diameter
- Coiled tubing and casing integrity monitoring, as well as well cementing quality;
- Direct wireline logging methods (formation testing and hydrodynamic logging, wellbore sampling, core sampling from the borehole wall, formation drilling with drilling perforators).
- Apparatus-and-method complexes to log the deposits of solid commercial minerals.

Address: 1, Gorky str., Oktyabrsky, 452614, Bashkortostan, Russia
Tel.: (34767) 5-25-22, 5-27-17, 5-27-06, 5-27-03
Fax: (34767) 5-28-29, 5-27-96
E-mail: info@vniigis.com
Web-site: www.VNIIGIS.com

В 1990 году в ОАО НПП «ВНИИГИС» впервые был разработан и испытан в горизонтальных скважинах специализированный аппаратурно - методический комплекс (АМК «ГОРИЗОНТ») на базе автономных скважинных приборов, спускаемых на бурильных трубах.

Для внедрения в производство и развития технологии автономного каротажа на бурильных трубах АМК «ГОРИЗОНТ» в 1999 году группой научных сотрудников и производственников в количестве 23 человек с участием ОАО НПП «ВНИИГИС» была организована научно - производственная фирма «АМК ГОРИЗОНТ».

На сегодня в штате фирмы около 230 сотрудников. В структуре НПФ «АМК ГОРИЗОНТ» созданы отдел электроники, конструкторско - технологический отдел, отдел методики и программного обеспечения, промыслово - геофизическая экспедиция, состоящая из 15 геофизических партий, КИП. В фирме имеется собственный механический цех, метрологический центр, гараж, производственные помещения.

Наличие научного потенциала, производственных мощностей позволяют НПФ «АМК ГОРИЗОНТ» осуществлять свою деятельность на рынке геофизических услуг с использованием аппаратурно - методических комплексов АМК «ГОРИЗОНТ» в следующих направлениях:

- разработка,
- изготовление,
- поставка,
- сервисное обслуживание,
- услуги по геофизическим исследованиям горизонтальных скважин и боковых стволов силами производственных партий.

Более десяти геофизических предприятий приобрели и успешно используют аппаратурно - методические комплексы АМК «ГОРИЗОНТ» в своей деятельности.

За прошедшие годы проведены несколько тысяч геофизических исследований в горизонтальных скважинах и боковых стволах в различных районах России, Казахстана, Узбекистана и Украины. При исследовании горизонтальных скважин мы сотрудничаем более чем с 40 геофизическими предприятиями, с которыми совместно выполняется интерпретация материалов и подготовка заключений по скважинам. В месяц выполняем 90 - 100 каротажей силами своих партий.

Для выполнения одного каротажа можем оперативно выехать за 5 - 6 тысяч километров.

Постоянное совершенствование автономных комплексов, разработка и внедрение в практику исследований скважин новых видов аппаратуры, мобильность партий, оперативное выполнение заказов, добрые партнерские отношения с геофизическими предприятиями обеспечивает ООО НПФ «АМК ГОРИЗОНТ» динамичное развитие.

Приглашаем к сотрудничеству.

452616, Россия, Республика Башкортостан,
г. Октябрьский, ул. Кувыкина, 42,
факс (34767) 3-18-10, тел. (34767) 3-05-10,
e-mail: amkg@amk-gorizont.ru

Уважаемые коллеги, дамы и господа!

От имени Евро-Азиатского геофизического общества приветствую вас, уважаемых китайских, российских, казахских и белорусских специалистов, прибывших на VIII Китайско-Российский симпозиум для совместного обсуждения проблем геофизических исследований нефтегазовых скважин.

Российско-Китайское сотрудничество в области разработки и создания аппаратуры и геофизических технологий по исследованию нефтяных и газовых скважин развивается высокими темпами. За прошедшие годы, с тех пор как начались тесные контакты наших специалистов-геофизиков, мы стали свидетелями новых достижений, как в российской, так и в китайской нефтепромысловой геофизике. В результате совместного сотрудничества были созданы новые приборы и технологии.

В текущем году у нас возникли проблемы, связанные с санкциями США и ЕС в отношении ТЭК России. Они касаются геофизического сервиса на Арктическом и глубоководном шельфе, месторождений с трудно извлекаемыми запасами углеводородов, запретом на поставки отдельных видов оборудования. Как и в другие сложные периоды, китайские и российские геофизики объединили свои усилия для преодоления возникших проблем. И они будут решены!

Уверен, что VIII Китайско-Российский симпозиум даст новый импульс нашему деловому и дружескому сотрудничеству, позволит открыть новые возможности для эффективного применения геофизической информации при разведке, разработке и добыче нефти.

Желаю всем участникам симпозиума плодотворной работы, появлению новых деловых и дружеских связей, дальнейших успехов во всех начинаниях на благо Китая и России!

В.В. Лаптев

Первый вице-президент ЕАГО

**СЕКЦИЯ
«ТЕХНИКА ГИС»**

**СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МЕТОДА ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА
В ООО «ТНГ-ГРУПП»**

Мухамадиев Р.С., Мурзакаев В.М., Дубровский В.С. (ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, Россия)

Тагиров М.С., Скирда В.Д., Александров А.

(Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, г. Казань, Россия)

Метод ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) хорошо известен широкому кругу геофизиков-промысловиков, геологов благодаря своей отличительной особенности. Она заключается в том, что по наличию сигнала ЯМР можно дать однозначную оценку коллекторских свойств пласта. По данным ядерно-магнитного каротажа определяется степень подвижности флюида, причем для этого нет необходимости привлечения широкого комплекса ГИС. В комплексе с другими методами исследования скважин, ЯМК дает дополнительную информацию о структуре порового пространства и свойствах флюида в поровом пространстве. С помощью ЯМК возможно разделение воды на свободную и связанную воду, подвижную и неподвижную составляющие нефти.

В 1946 г. были проведены ЯМР-измерения в лабораторных условиях [4], а уже спустя 20 лет проведен первый каротаж на принципах ЯМР в скважине. После первых же испытаний приборов ЯМР в геофизике это направление стало бурно развиваться. Основные направления его применения в промышленной геофизике – это лабораторные исследования образцов породы, шлама и их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и изучение ядерно-магнитных свойств пластовых флюидов в скважине [1, 4].

Исследование разрезов скважин началось с применения аппаратуры в модификации слабых полей или, другими словами, в поле Земли. В Республике Татарстан метод ЯМК в поле Земли получил широкое распространение с начала 80-х годов и был включен в обязательный комплекс исследований бурящихся скважин. В начале 90-х годов объем проведения ЯМК достигал 1000 скважин в год. Первый макет (образец) аппаратуры ЯМК в поле Земли был разработан в начале 70-х годов. На сегодняшний день ООО "ТНГ - Групп" является единственной компанией, предоставляющей услуги проведения в производственном режиме ЯМК в модификации поля Земли и имеет модельный ряд аппаратуры различного диаметра (рис. 1) [2], позволяющий проводить исследования в скважинах сложной конструкции, в том числе в новых регионах (Западная Сибирь, Самарская обл., Краснодарский край, Белоруссия, Казахстан, Узбекистан). Цифровая регистрация, современные методы обработки сигналов (рис. 2) и ряд патентных технических решений значительно повысили точность получаемых результатов, расширяя тем самым область применения метода ЯМК в поле Земли. На рис. 2 представлено рабочее окно программы регистрации, на котором изображены: затухающий ЯМР-сигнал, его Фурье-спектр и параметры, определенные с этого спектра (начальная амплитуда, время релаксации T_2 , резонансная частота). Все записываемые параметры со скважинного прибора отображают режимы, при котором происходил каротаж.

Перспективными направлениями совершенствования метода являются не только повышение чувствительности и глубинности прибора, но и методика обработки полученных сигналов. В настоящее время планируется опробование технологии обработки релаксационной кривой затухания, полученной с помощью «слабопольной» аппаратуры в спектр по временам релаксации. Дальнейшая

обработка спектров позволит представлять результаты замера в виде БИНов, то есть вклад пористостей, приходящих на различные диапазоны времен релаксации, то есть на поры различного размера. Такая методика применяется при обработке результатов исследований, полученных с помощью аппаратуры в сильном поле постоянных магнитов. Следует, однако, учитывать тот факт, что диапазон регистрируемых времен релаксации ограничен при замерах приборами в поле Земли, так как сигнал от связанного флюида, приходящийся на мертвое время аппаратуры не регистрируется. В то же время не всегда требуется определение количества связанного флюида, а информация о вкладе в пористость пор различного размера важна, так как несет информацию о подвижности флюида, насыщающего пористую среду. Чем больше вклад пор большего размера, тем выше проницаемость коллектора.

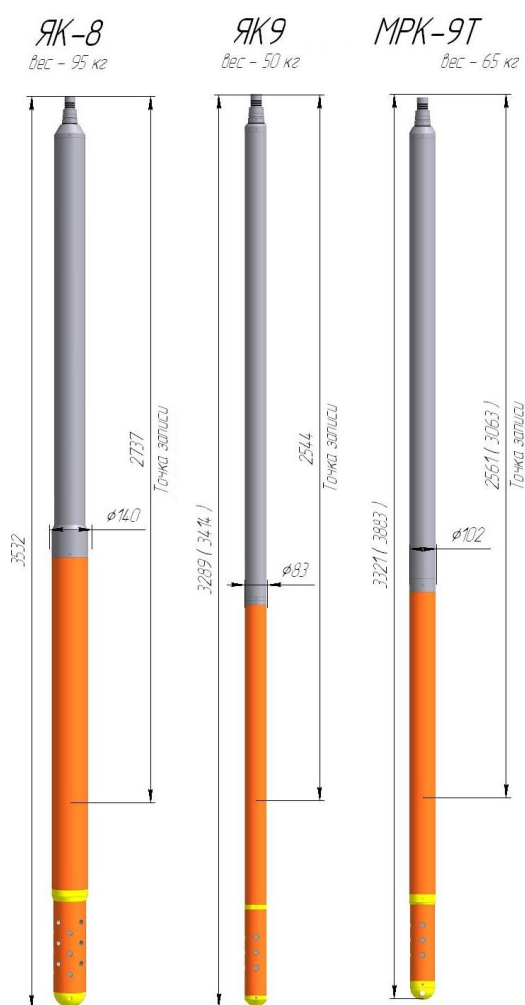


Рис. 1. Модельный ряд приборов ЯМК в поле Земли: а) – ЯК8 – диаметр 140 мм; б) – МРК9 – диаметр 100 мм; в) ЯК9 – диаметр 80 мм

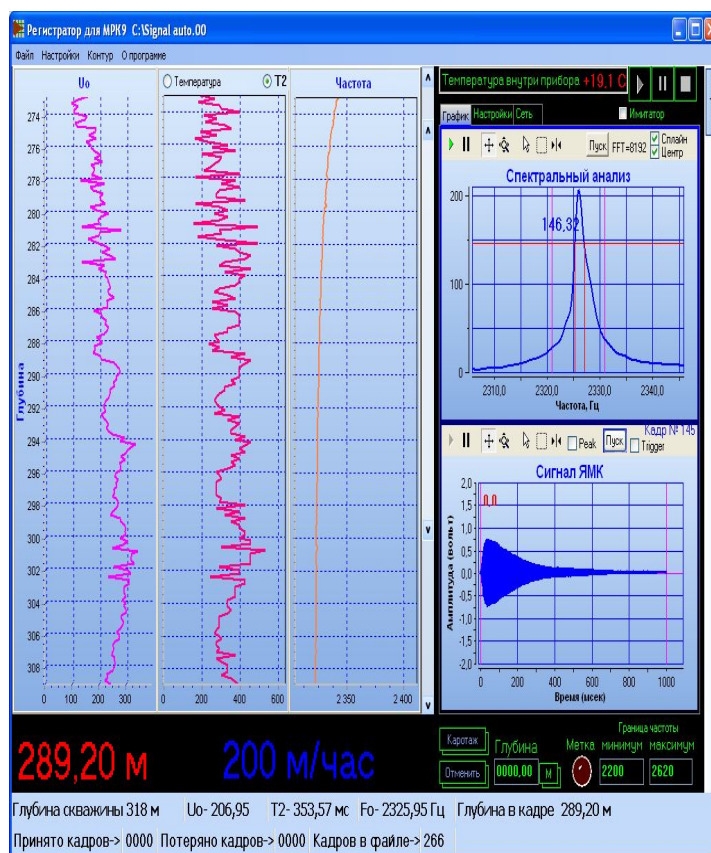


Рис. 2. Рабочее окно программы цифровой регистрации с Фурье-преобразованием

Метод ЯМК в поле Земли решает многочисленные геологические задачи, основными из которых являются: выделение коллекторов, определение их эффективной пористости и проницаемости, оценка подвижности флюида, выделение в комплексе с ГИС газонасыщенных

коллекторов и коллекторов с вязкой нефтью.

На рис. 3 представлен пример оценки неподвижного флюида в скважине. Каротаж проводился на полимер-меловом растворе, что делало его проведение еще более привлекательным с точки зрения определения эффективности метода на новых ПЖ. В представленном интервале было определено большое содержание неподвижной нефти по расхождениям пористости по стандартному комплексу ГИС и по эффективной пористости по ЯМК. Пласт в интервале 1256-1257 м едва ли содержит подвижный флюид, то есть он практически неизвлекаемый, так как эффективная пористость в нем очень мала при значительной пористости по ПС. Несмотря на хорошее в целом качество материалов ЯМК вызывает небольшой вопрос по определению границ пластов в интервалах 1249.4-1251.7 м и 1259.8-1261.2 м. По данным ГИС первый пласт разделен на два, видимо из-за высокой глинистости, при том, что амплитуда сигнала в кровельной части несколько больше, чем в подошвенной. То же самое можно сказать и про второй из представленных пластов.

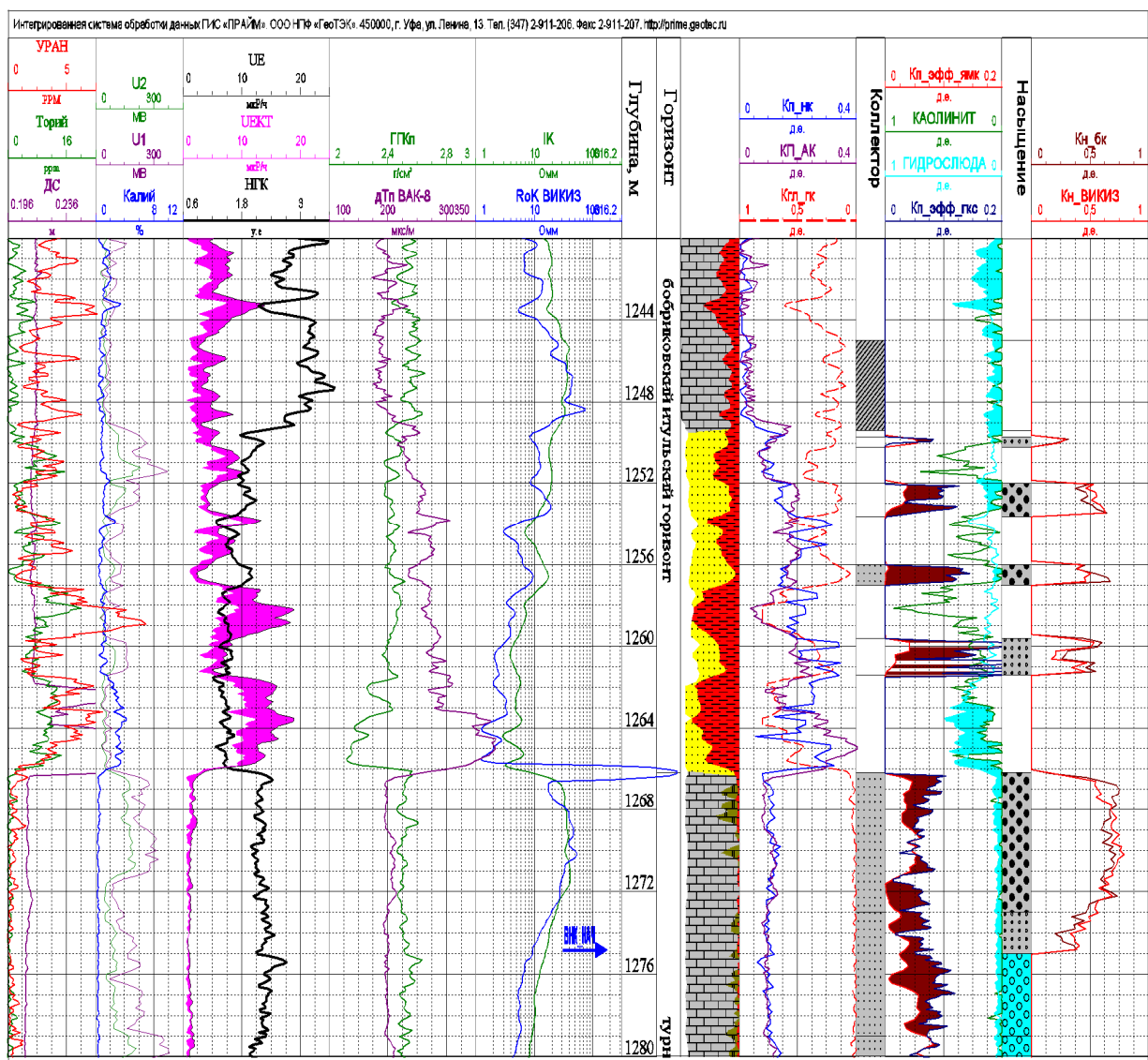


Рис. 3. ЯМК при исследовании коллекторов с вязкой нефтью

Новый толчок в развитии метод ЯМР получил в ходе совместных работ ООО «ТНГ-Групп» и научного потенциала Республики Татарстан в лице Казанского (Приволжского) Федерального

Университета. Был выигран ГРАНТ на создание высокотехнологичной продукции, которая не уступала бы ни российским, ни зарубежным аналогам. Результатом такой кооперации стала следующая аппаратура: скважинный прибор магнитно-резонансного каротажного томографа (МРКТ) – с дипольным магнитом; скважинный прибор ЯМК в сильном поле встречно расположенных магнитов – ЯМК1; лабораторная установка ЯМР-Керн для исследования образцов большеразмерного керна на основе сильных магнитных полей, полученных с помощью использования криотехнологий для увеличения чувствительности аппаратуры и точности определения интерпретационных параметров; мобильная установка ЯМР-Керн на основе сильных магнитных полей для проведения исследований полноразмерных образцов керна большого диаметра непосредственно на буровой.

В настоящее время в мире уже существует скважинная аппаратура (MRIL, MREX [5], CMR, ЯМТК), основанная на использовании постоянных магнитов для создания магнитного поля. Эффективность применения «сильнопольных» приборов в различных геолого-технологических условиях при решении многих геологических задач не вызывает сомнений. Во-первых, регистрируется более широкий диапазон времен релаксации. Это позволяет выделять при обработке сигналов количество связанного флюида и оценить поры малого размера по спектру времен релаксации [4, 13].

Во-вторых, область съема сигнала при ЯМК в сильном поле находится за пределами ствола скважины, если используется прибор типа MRIL [11] (или ЯМТК [9]), поэтому на его показания не влияет сигнал от ПЖ (при отсутствии каверн размером больше, чем диаметр зоны исследования). Область исследования прижимного прибор типа CMR [6] расположена на расстоянии 2,5 см от стенки скважины. В этом заключается самый большой недостаток сильнопольной модификации прибора ЯМК – малая глубинность метода. Поэтому при развитии метода и аппаратуры на основе сильного поля постоянного магнита наибольшее внимание следует обращать на увеличение глубинности метода и увеличении соотношения сигнала к помехе.

Макет прибора магнитно-резонансного томографического каротажа (МРКТ) с использованием сильного поля постоянных магнитов был разработан в ООО «ТНГ-Групп» и опробован в скважине (рис. 4). Результатами обработки полученных данных является представление информации: о флюидонасыщенной пористости, с разделением по степени связанности (количество свободного флюида, количество глинисто и капиллярно-связанного флюида), распределение спектра по временам релаксации [12] и определение вклада различных диапазонов времен релаксации (БИНЫ), соответствующих различным размерам пор. Для сравнения или для оценки схожести качественного выделения коллекторов представлены кривые ЯМК в поле Земли, в котором наличие коллектора в разрезе подтверждается положительным отклонением кривых амплитуд сигнала от линии помех (показаний в интервалах неколекторов).

На рынке существует достаточно широкий спектр предложений и возможностей исследований методом ЯМР кернов с малыми размерами образцов. При этом аппаратура для измерений ЯМР характеристик полноразмерных кернов практически отсутствует или в качестве таковой используются медицинские приборы магнитно-резонансной томографии (МРТ). Другой важный момент состоит в том, что практически все коммерческие приборы, предназначенные для исследования кернов, ориентированы на получение в основном стандартной информации, основанной на анализе амплитуды сигнала и данных по спектрам времен релаксации. При этом, как правило, измерения коэффициентов самодиффузии [8] молекул флюида в керне по прогрессивным методикам с импульсным градиентом магнитного поля не предусмотрены, хотя именно данные по исследованию

трансляционной подвижности молекул жидкости в зависимости от временных параметров импульсной последовательности способны нести корректную информацию о размерах пор и проницаемости [7]. Были разработаны и изготовлены лабораторная и мобильная установки ЯМР-Керн. Для обеспечения высокой чувствительности в лабораторном приборе «ЯМР-Керн» используется сверхпроводящая магнитная система замкнутого цикла. Величина магнитного поля составляет 1,5 Тл, что для резонанса на протонах соответствует 64 МГц. Таким образом, подобная магнитная система наиболее оптимальна для задач исследования полноразмерных кернов с диаметром до 10 см. Внешний вид такой установки представлен на рис. 5. В указанной магнитной системе отсутствует контур азотного охлаждения, а гелий поддерживается в жидком переохлажденном состоянии с помощью криокулера (компрессора).

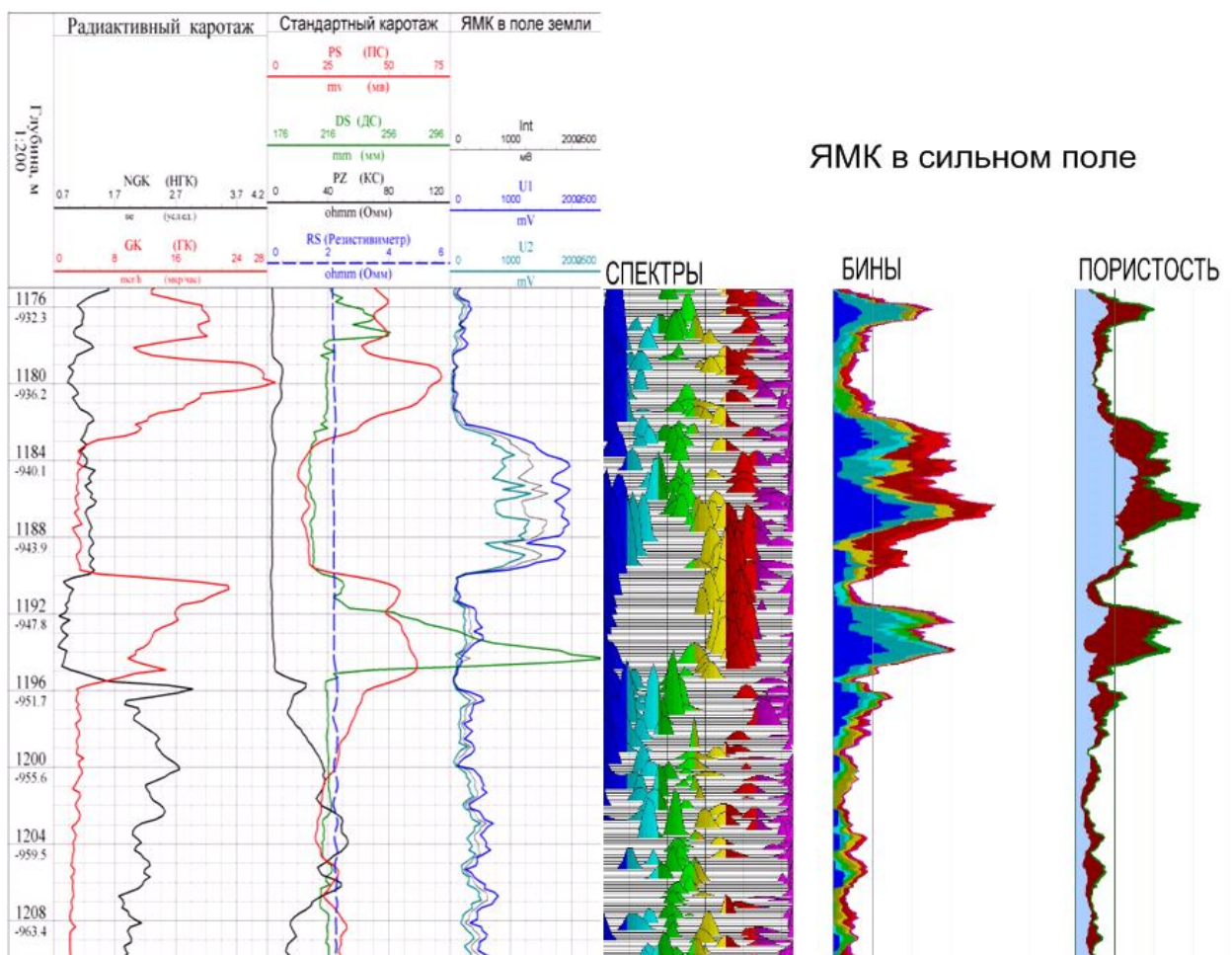


Рис. 4. Фрагмент записи МРКТ и ЯМК в поле Земли

Общий вид мобильной установки «ЯМР-Керн» показан на рис. 6. В едином корпусе прибора размещены все необходимые блоки питания и электронные узлы. Кроме того, прибор снабжен системой позиционирования исследуемого образца в датчике ЯМР, с помощью которой сканирование ЯМР характеристик керна по его длине может осуществляться в автоматическом режиме.

Наличие в составе прибора мощного блока импульсного градиента обеспечивает достижение непревзойденных для такого класса приборов характеристик по исследованию процессов самодиффузии молекул [8], что важно для получения корректной информации о размерах пор и проницаемости пористого пространства в образцах керна. С помощью ЯМР-Керн было исследовано

более 150 м полноразмерного керна. На рис. 7 слева представлен 1 м исследования полноразмерного керна непосредственно на скважине, после его подъема на поверхность. Интервалы с подвижным флюидом были определены по длинным составляющим времен релаксации (на рис. 7 в спектрах синим цветом) и по положительным отклонениям кривой пористости (эффективная пористость показана в поле «Пористость» синей закраской). Кривые ЯМР-пористости были подтверждены комплексом других геофизических исследований скважины (показаны на рис. 7 справа). В местах разрушения (частичного отсутствия) кернового материала (в колонке КЕРН) кривые пористости снижаются. Поэтому значения пористости занижены, так как поправки за неполное заполнение керна не делаются.

Новым объектом исследования с помощью мобильной установки ЯМР-Керн стали битумные керны неглубоко залегающих пород. В классическом представлении [14] битум это твердые или смолоподобные (очень вязкие) полезные ископаемые с первичной углеводородной основой. С точки зрения ЯМР это объект исследования, имеющий очень короткие времена релаксации. Сигналы от битумосодержащих образцов быстро затухают. Это является отличительным признаком проявления битумов в зоне исследования скважинных приборов, в местах, где по другим данным ГИС они являются перспективными. В отличие от скважинных приборов, наземная ЯМР-установка обладает более короткими временами между радиочастотными импульсами и с ее помощью становится возможным регистрация очень коротких сигналов (с малыми временами релаксации).



Рис. 5. Общий вид лабораторной установки «ЯМР-Керн»



Рис. 6. Общий вид мобильной установки «ЯМР-Керн»

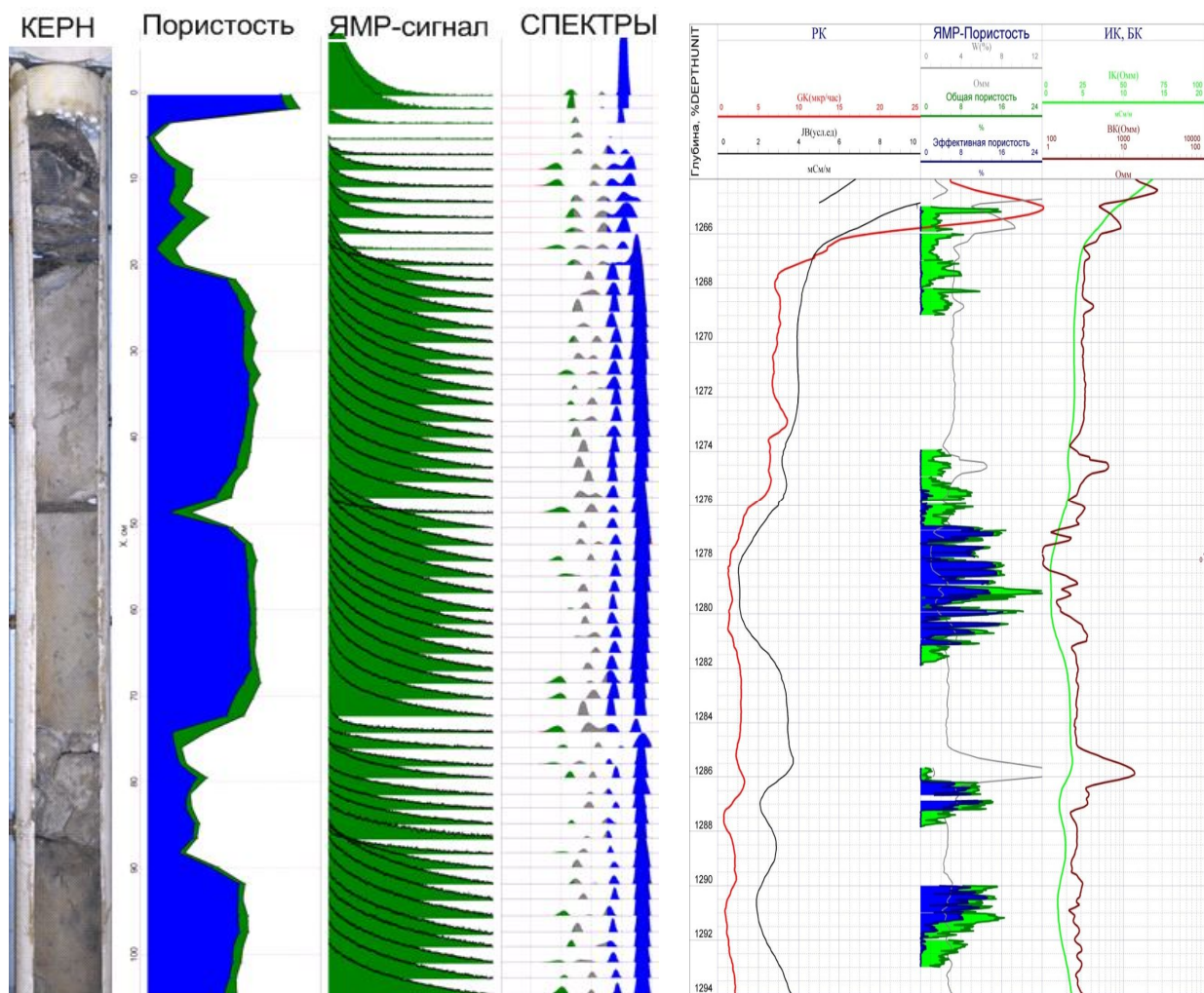


Рис. 7. ЯМР-исследование полноразмерного керна на скважине

Поэтому составляющие флюида, в том числе средней и большой вязкости можно определить по спектру времен релаксации. Тому подтверждение - результаты исследований ЯМР-характеристик полноразмерного керна насыщенного битумом, изображенные на рис. 8. Интервалу пород, не содержащих битумного материала сопровождается отсутствием ЯМР-сигналов и спектров и соответствует светлому цвету керна (верхняя часть фотографии керна – поле КЕРН). Появление битума характеризуется появлением составляющей в средней части спектра (серого цвета), который соответствует связанному флюиду с малыми временами релаксации (на фотографии – поле КЕРН - темного цвета). Присутствует очень небольшая часть более подвижной составляющей (синего цвета) как на спектре, так и на кривой пористости. Это та часть флюида, которая может быть извлечена без вторичных методов воздействия на пласт.

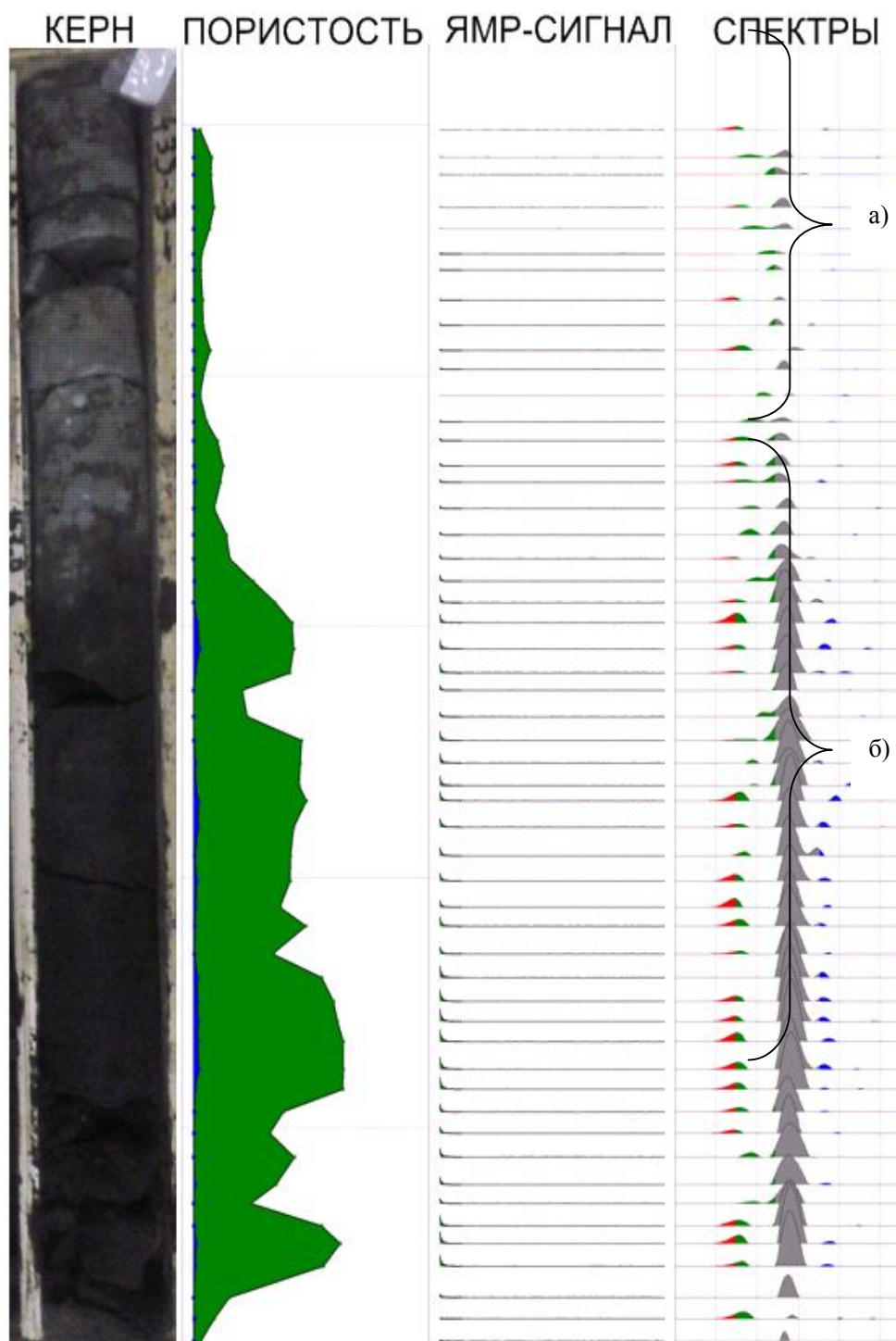


Рис. 8. ЯМР - исследование битумного керна: а) – нет битума; б) – битум присутствует

С помощью мобильной установки ЯМР-Керн были исследованы образцы керна с признаками сланцевой нефти (рис. 9). По причине глубокого залегания и низкой пористости объекта пористость, как общая по ЯМР, так и эффективная оказалась очень мала. В представленном фрагменте исследования общая ЯМР-пористость не превышала 4%, а эффективная лишь в одном месте доходила до 1%.

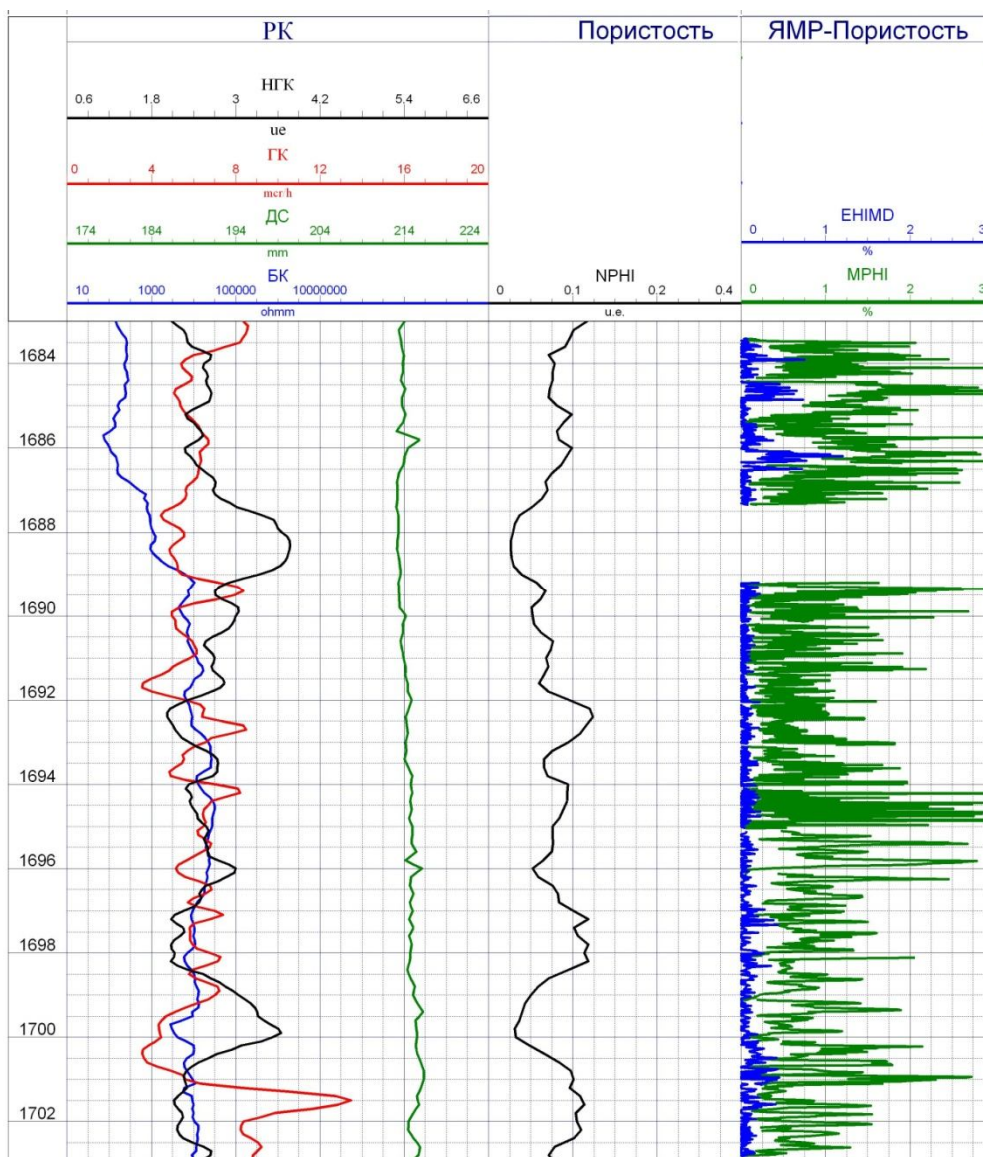


Рис. 9. ЯМР - исследование керна с признаками сланцевой нефти

Ядерно-магнитные методы исследования бурно развиваются, особенно в свете проблем и насущных геологических задач, которые ставятся сейчас нефтепользователями.

1) Метод ЯМК в поле Земли, обладая своей простотой и надежностью, а также программным обеспечением с фильтрацией и получением спектров времен релаксации продолжает уверенно решать поставленные перед ним геологические задачи. Такая аппаратура находит применение в новых регионах при проведении исследований в скважинах сложной конструкции, в том числе сильнонаклонных.

2) Сильнопольная скважинная аппаратура ЯМК занимает едва ли не высшую ступень среди других методов ГИС и позволяет определить с максимальной достоверностью ФЕС коллекторов и получить дополнительную информацию о структуре порового пространства, свойствах пластового флюида. Скважинная аппаратура ЯМК в сильном поле имеет хорошие перспективы ее развития, связанные с достижением большей глубинностью и чувствительностью к измеряемым параметрам. Аппаратура ЯМК1 со встречно расположенными магнитами позволит проводить исследования в менее искаженной части пласта (по сравнению с аналогами). Разрабатываемая аппаратура,

использующей сверхпроводящие магниты для получения сверхсильных магнитных полей, позволит увеличить соотношение сигнал/помеха и существенно увеличить глубинность исследования и достичь предельной точности определения ФЕС.

3) Мобильная установка ЯМР-Керн достойно заняла нишу оперативного исследования керна на скважине без предварительной обработки. Оперативная информация об исследуемом объекте, крайне важна для наиболее оптимальной проводки скважин, принятия решений по способам освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, в том числе при изучении нетрадиционных коллекторов, содержащих битумы и сланцевую нефть. После осуществления петрофизической привязки и комплексирования с результатами исследований керна на лабораторной установке данные ЯМР дадут более детальную и полезную информацию о структуре порового пространства и насыщающем его флюиде.

Список использованных источников

1. Аксельрод С. М. Ядерный магнитный резонанс в нефтегазовой геологии и геофизике [Текст] / С.М. Аксельрод, В.Д. Неретин // М.:Недра, 1990. 192 с.
 2. Аппаратурный комплекс ядерно-магнитного каротажа ЯК-8, МАЯК (ЯК-9) [Электронный ресурс]: материалы сайта // Бугульма, ООО «ТНГ-Групп», <http://www.tng.ru> – 2010.
 3. Джафаров, И. С. Применение метода ядерного магнитного резонанса для характеристики состава и распределения пластовых флюидов [Текст] / И. С. Джафаров, П. Е. Сынгаевский, С. Ф. Хафизов. - М.: Химия, 2002.- 439 с.
 4. Джордж, Р. Каротаж ЯМР: принципы и применение [Текст] / Джордж Р. Коатес, Ли ЧиХиао, Манфред Д. Праммер - Хьюстон: HalliburtonEnergyServices, 1999. - 335 с.
 5. Зонд MReX (MR-eXplorer) [Электронный ресурс]: материалы сайта // Хьюстон, компания BakerHughes, <http://www.bakerhughes.com> – 2010.
 6. Комбинируемый прибор ЯМК CMR, сканер MRX [Электронный ресурс]: материалы сайта // Хьюстон, Париж, компания “Schlumberger”, <http://www.slb.com> – 2010.
 7. Маклаков А.И. Определение геометрических параметров пор и корреляционных функций сил взаимодействия молекул жидкости с их поверхностью методом ЯМР с импульсным градиентом магнитного поля [Текст] / А.И. Маклаков, Е.В. Хозина, Н.К. Двояшкин // Коллоидный журнал – 1996 – т. 58 - №4 - с. 509 – 513.
 8. Маклаков А.И. Самодиффузия в растворах и расплавах полимеров [Текст] /А.И. Маклаков, В.Д. Скирда, Н.Ф. Фаткуллин // Казань, Изд. КГУ, 1987г. 224с.
 9. Митюшин Е.М. Первый российский прибор ядерно-магнитного каротажа с использованием поля постоянных магнитов [Текст] / Е.М. Митюшин, В.Ю. Барляев, В.А. Мурцовкин, Р.Т. Хаматдинов // Журнал Геофизика. 2002. №1. С. 43-50.
 10. Мурзакаев В.М. Устройство ядерно-магнитного каротажа для исследования скважин малого диаметра [Текст] / В.М. Мурзакаев, В.К. Тараканов, А.Н. Сотников, В.С. Дубровский // Патент №2376870 Россия.
 11. Прибор многочастотного ЯМК MRIL [Электронный ресурс]: материалы сайта // Хьюстон, Дубаи, компания Halliburton, <http://www.halliburton.com> – 2010
- Тюрин В.А. Экспериментальные и истинные значения коэффициентов самодиффузии

жидкости в пористой среде [Текст] / В.А. Тюрин, А.И. Маклаков // Коллоидный журнал - 2007 – т. 69 - №6 - с. 839 – 844

12. Caizhi, W. On the method of analyzing and processing T2 relaxation spectra from NMR log data and relative program design on Cif2000 platform [Text] / Wang Caizhi, Li Ning // Well Logging Technology (in Chinese). –2002. –V.26(5). –P.360-363.

13. Lizhi, X. Low field NMR core analysis and its applications to well logging interpretation [Text] / Xiao Lizhi, Shi Hongbin // Well Logging Technology (in Chinese). –1998. V.22(1). –P.42 49.

14. Материалы сайта //www.ru.wikipedia.org

PRESENT STATE AND PROSPECTS OF NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE IN «TNG-GROUP»

*Mukhamadiev R.S., Murzakaev V.M., Dubrovskiy V.S. (TNG-Group, Bugulma, Russia),
Tagirov M.S., Skirda V.D., Alexandrov A. (Kazan Federal University, Kazan, Russia)*

Method of nuclear magnetic resonance is well known to a wide range of geophysicists and geologists due to its distinctive feature. This feature consists in that based on NMR signal it is possible to give definite estimation of reservoir properties of the formation. NMR logs enable to determine fluid mobility and that does not require application of the extended set of logs. In combination with other logs NMR provides additional information on the structure of pore space and the properties of fluid in pore space. NMR allows separating free and bound water, live and dead oil.

In 1946 NMR measurements were conducted in lab [4] and 20 years later first NMR logging was performed in the well. Right after first trials of the NMR tools the method saw rapid development in geophysics. Key applications of NMR in well logging include laboratory studies of rock/core samples and their porosity and permeability properties as well as studies of the nuclear magnetic properties of the formation fluids in the well [1, 4].

Borehole measurements started with application of tools in low field (or Earth's field) modification. In the Republic of Tatarstan Earth's field NMR became widespread in early 1980's and was included into mandatory set of LWD's. In the beginning of 1990's NMR production rate reached 1000 wells per year. First Earth's field NMR tool was developed in early 1970's. Presently, TNG-Group is the only company providing full-scale production services in low-field NMR logging and possessing the family of different size tools (Fig. 1) [2] enabling to conduct measurements in complex wells including those in new regions (Western Siberia, Samara Region, Krasnodar Region, Belorussia, Kazakhstan, Uzbekistan).

Digital recording, up-to-date methods of signal processing (Fig. 2) and a number of patented technical solutions have significantly improved the accuracy of results thus expanding the application of the Earth's field NMR. Figure 2 shows working window of the data recording software which displays: decaying NMR signal, its Fourier spectrum and parameters derived from that spectrum (initial amplitude, T2 relaxation time, resonance frequency). All parameters recorded from the logging tool display the modes in which the logging took place.

Perspective directions to improve the method include not only increased sensitivity and depth of investigation, but also the processing of obtained signals. At present, the plan is to test processing of the relaxation decay curve obtained with the low-field tool into the relaxation time spectrum. Further processing of the spectra will enable to present measurement results in a form of BIN's, that is the contribution of porosities falling within different ranges of the relaxation times, i.e. within pores of different size. Such method is used in processing of the results of measurements conducted using the high-field tools. It is, however, necessary to account for the fact that the range of relaxation times recorded by the low-field tools is limited, since the signal from the bound fluid falling within the tool's dead time is not recorded. At the same time, it is not always necessary to determine the volume of bound fluid, whereas information on contribution of different-size pores into porosity is critical as it contains information on the mobility of the fluid saturating porous environment. The bigger the contribution of the large-size pores the bigger the permeability of the reservoir.



Fig. 1. Earth's field NMR tools family: a) – NL8 – OD 140mm; b) – MRL9 – OD 100mm; c) NL9 – OD 80mm; x – recording point

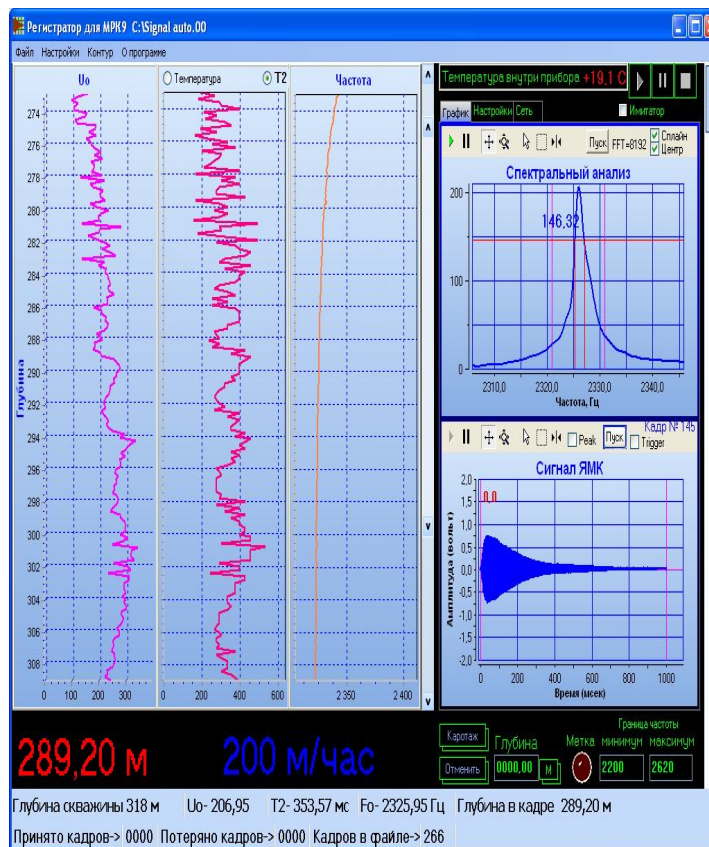


Fig. 2. Working window of the recording software with Fourier transform

Earth's field NMR addresses multiple geological issues the most important being as follows: reservoir detection, determination of their effective porosity and permeability, fluid mobility estimation, detection in combination with other logging methods of gas-saturated reservoirs and reservoirs containing viscous oil.

Fig. 3 shows an example of the dead fluid estimation in the well. The logging was conducted in the lime polymer mud which made it even more attractive from the standpoint of determining the efficiency of the method in new drilling fluids. Significant dead oil content was detected in the given interval based on divergences between the conventional log porosity and NMR effective porosity. The bed in 1256m-1257m interval hardly contains any live fluid, i.e. it is practically unrecoverable because effective porosity in it is very low given the significant porosity according to SP. Despite good overall quality of NMR data there is minor question regarding the delineation of formation boundaries in 1249.4m-1251.7m and 1259.8m-1261.2m intervals. According to well logs, the first bed is separated into two, probably due to high clay content while the amplitude of the signal in the top part is slightly higher than in the bottom. The same applies to the second bed given herein.

New impetus to the development of the NMR method was received from the joint work of TNG-Group and the scientific potential of the Republic of Tatarstan in the face of Kazan Federal University. A grant was won to develop high-tech products equal to the Russian and foreign analogues. This cooperation has resulted in the development of the following tools: NMR logging tomograph (MRLT) – with dipole magnet; high-field NMR tool (NML 1); NMR-Core laboratory unit for large core samples study based on the high magnetic fields obtained using cryotechnologies to increase tool sensibility and accuracy of determining interpretational parameters; NMR-Core high-field mobile unit intended for studying full-size core samples directly at the well site.

Currently there are downhole tools (MRIL, MREX [5], CMR, NMTL) based on the application of permanent magnets to create magnetic field. The efficiency of using high-field tools in different geological and technological conditions to tackle multiple geological challenges raises no doubts. First of all, wider range of relaxation times is recorded. This enables during the signal processing to detect the amount of bound fluid and to estimate small-size pores based on the relaxation time spectrum [4, 13].

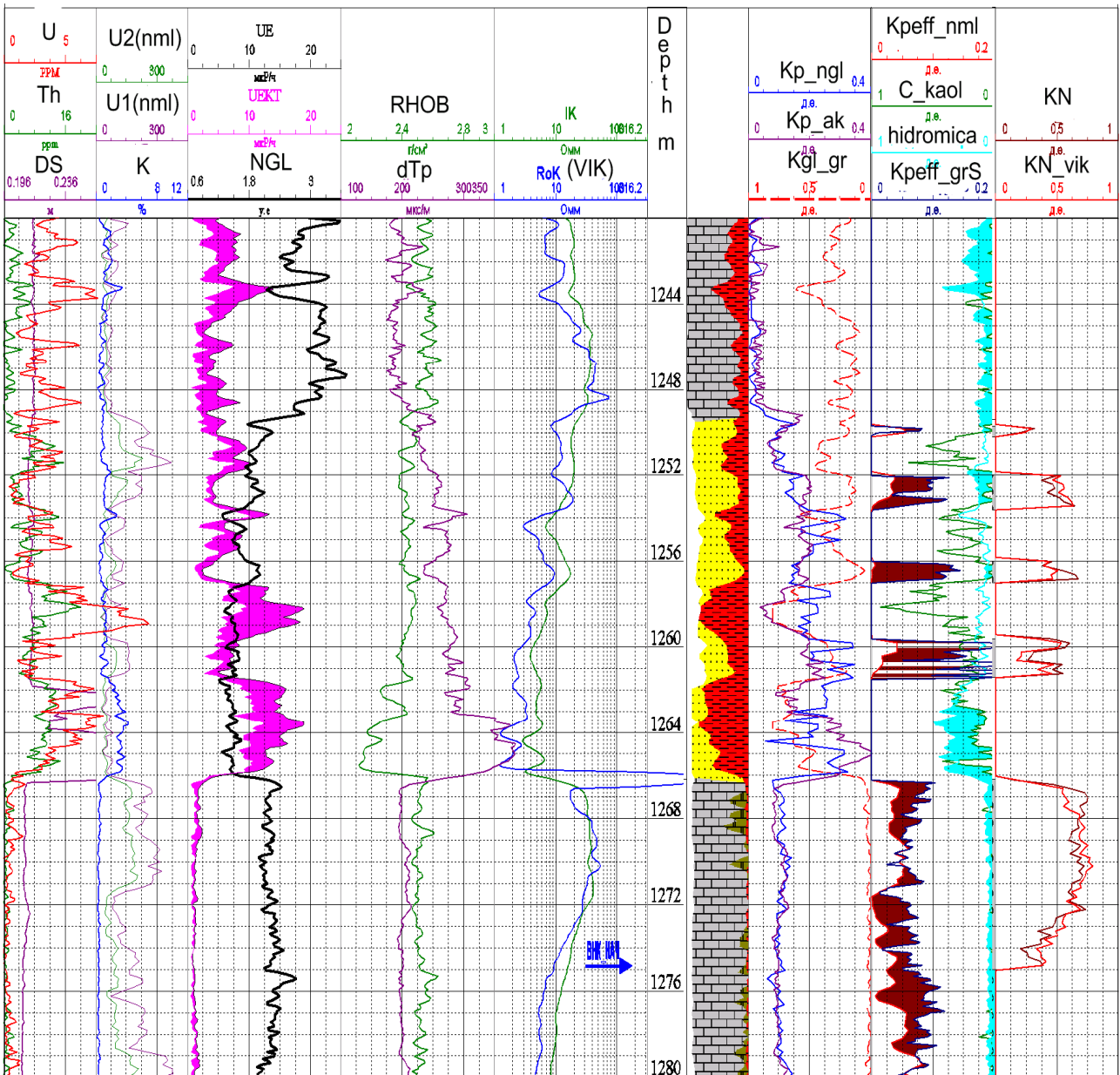


Fig. 3. NMR studies of viscous oil reservoirs

Secondly, signal pickup area during the high-field NMR is beyond the wellbore (if tools such as MRIL [11] or NMTL [9] are used) and therefore its readings are not affected by the signal from drilling mud (provided the absence of caverns bigger in size than the investigation area diameter). Investigation area of the clamping tool such as CMR [6] is located 2.5 cm from the wellbore wall. This proves to be the biggest disadvantage of the high-field NMR tool – low depth of investigation. Therefore in development of the high-field method and tools special attention should be paid to increasing the depth of investigation and improving signal-to-noise ratio.

Model of the NMR logging tomograph (MRKT) using the high field of permanent magnets has been developed in TNG-Group and tested in the well (Fig.4). Data processing has resulted in the following information: fluid-saturated porosity with separation by the degree of connectivity (volumes of free, clay-bound and capillary bound fluid), distribution of the relaxation time spectrum [12] and determining the contribution of different ranges of relaxation times (BINs) corresponding to the different pore sizes. To compare the quality of reservoir detection Earth's field NMR curves are given below. Presence of the reservoir in the section is confirmed by the positive deflection of signal amplitude curves from the noise lines (readings in non-reservoir intervals).

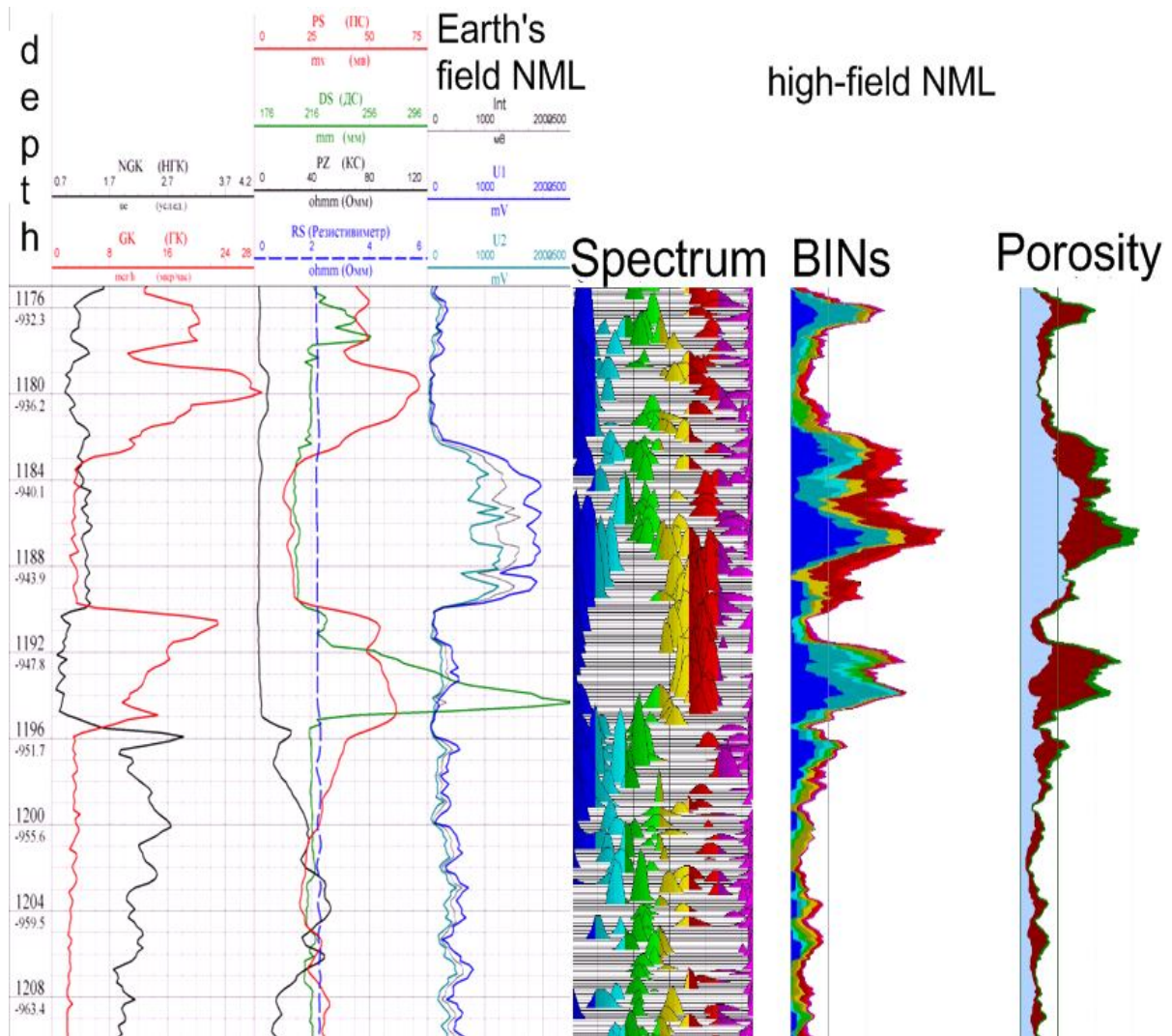


Fig. 4. Fragment of the MRKT and Earth's field NMR logs

There is a variety of offers on the market related to the NMR studies of small-size core samples. At the same time, NMR tools intended for full-size core analysis are either absent or medical magnetic resonance imagers are used for such purposes. Another important point is that practically all of the commercial tools for core studies are intended for obtaining predominantly standard information based on the analysis of signal amplitude and relaxation time spectra. As a rule, measurements of the self-diffusion coefficient [8] of fluid molecules in the core based on the pulsed magnetic field gradient are not provided although the data derived from the measurements of the translational mobility of the fluid molecules depending on the time parameters of the pulse sequence can carry the information on pore sizes and permeability [7]. NMR-Core laboratory and mobile units have been developed. To ensure high sensitivity, laboratory NMR-Core unit employs superconducting closed-cycle magnet system. Magnetic strength totals in 1.5T which corresponds with 64MHz proton-resonance frequency. Thus, such magnet system is the most optimal for the purposes of studying full-size core samples up to 10cm in diameter. External appearance of the unit is shown on Fig. 5. The abovementioned magnet system lacks nitrogen cooling loop and helium is maintained in liquid super cooled state by the cryocooler (compressor).

External appearance of NMR-Core mobile unit is shown on Fig. 6. Single tool casing contains all necessary power supply units and electronics. In addition, the tool is equipped with the system for positioning the sample in the NMR sensor which enables scanning of the core's NMR properties along its length in automatic mode.

Presence of the powerful pulsed-field gradient unit in the tool ensures best-in-class characteristics in measuring self-diffusion of molecules [8] which is critical for the purposes of obtaining accurate information on pore sizes and permeability of pore space in core samples. Fig. 7 on the left shows 1m of full-size core that has been studied directly at the well site. Intervals with live fluid were detected by the long components of relaxation times (blue-colored spectra on Fig. 7) and positive deflections of the porosity curve (effective porosity is shown in blue in "Porosity" column). NMR porosity curves were confirmed by other logs (shown on figure to the right). In the areas where core is disrupted (or partially absent) (CORE column) porosity curves are decreasing. Therefore porosity values here are

low since there is no correction for partially absent core material.

The new object of measurements by the NMR-Core mobile unit is bituminous core samples of the shallow rocks. In classic view, bitumen is hard or resinous (very viscous) mineral with primary hydrocarbon base. From the NMR standpoint, it is a measurement object having very short relaxation times. Signals from the bitumen-containing samples decay very fast. This serves as a distinctive feature of bitumen in the intervals that had been logged conventionally and found unpromising. Unlike downhole tools, surface NMR unit has shorter times between radiofrequency pulses and makes possible to record very short signals (with short relaxation times).



Fig. 5. NMR-Core laboratory unit



Fig. 6. NMR-Core mobile unit

Therefore components of the fluid, including those of medium and high viscosity, can be detected through the relaxation times spectrum. This is evidenced by the results of NMR study of the full-size bitumen saturated core sample (Fig. 8). The interval containing no bitumen shows lack of NMR signals and spectra and corresponds to bright color of the core (upper part of the core photo – CORE column). Emergence of bitumen is characterized by the components appearing in the middle part of spectrum (grey color) which corresponds to the bound fluid with short relaxation times (see photo – CORE column – dark color). There is also very small part of a more mobile component (blue color) both in spectrum and porosity curve. This is the part of fluid that can be recovered without secondary recovery methods.

NMR-Core mobile unit was used to study core sample showing signs of shale oil (Fig. 9). Due to a great depth and low porosity of the object, the porosity (both total and effective) turned out to be very low. In given sample total NMR porosity never exceeded 4% while effective porosity reached 1% only in one instance.

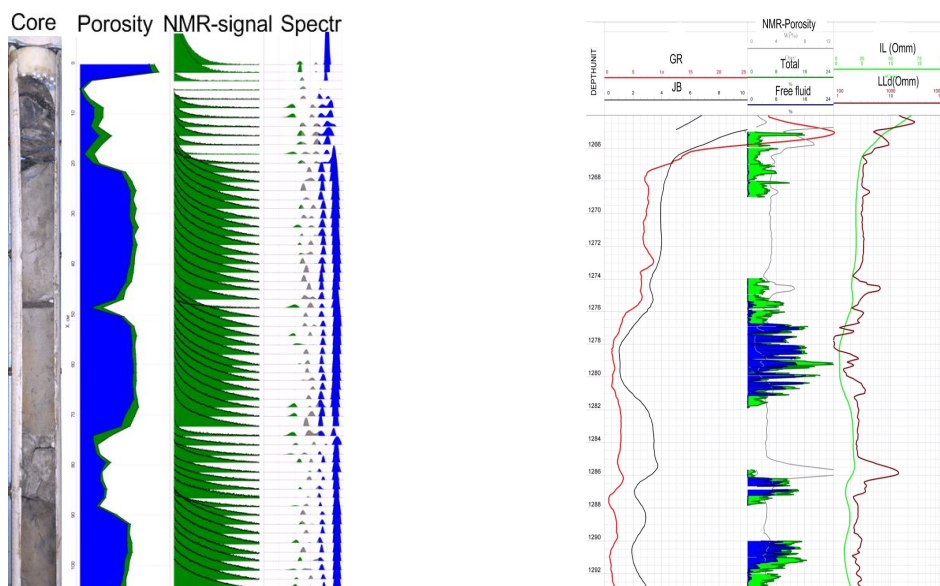


Fig. 7. NMR study of the full-size core at well site

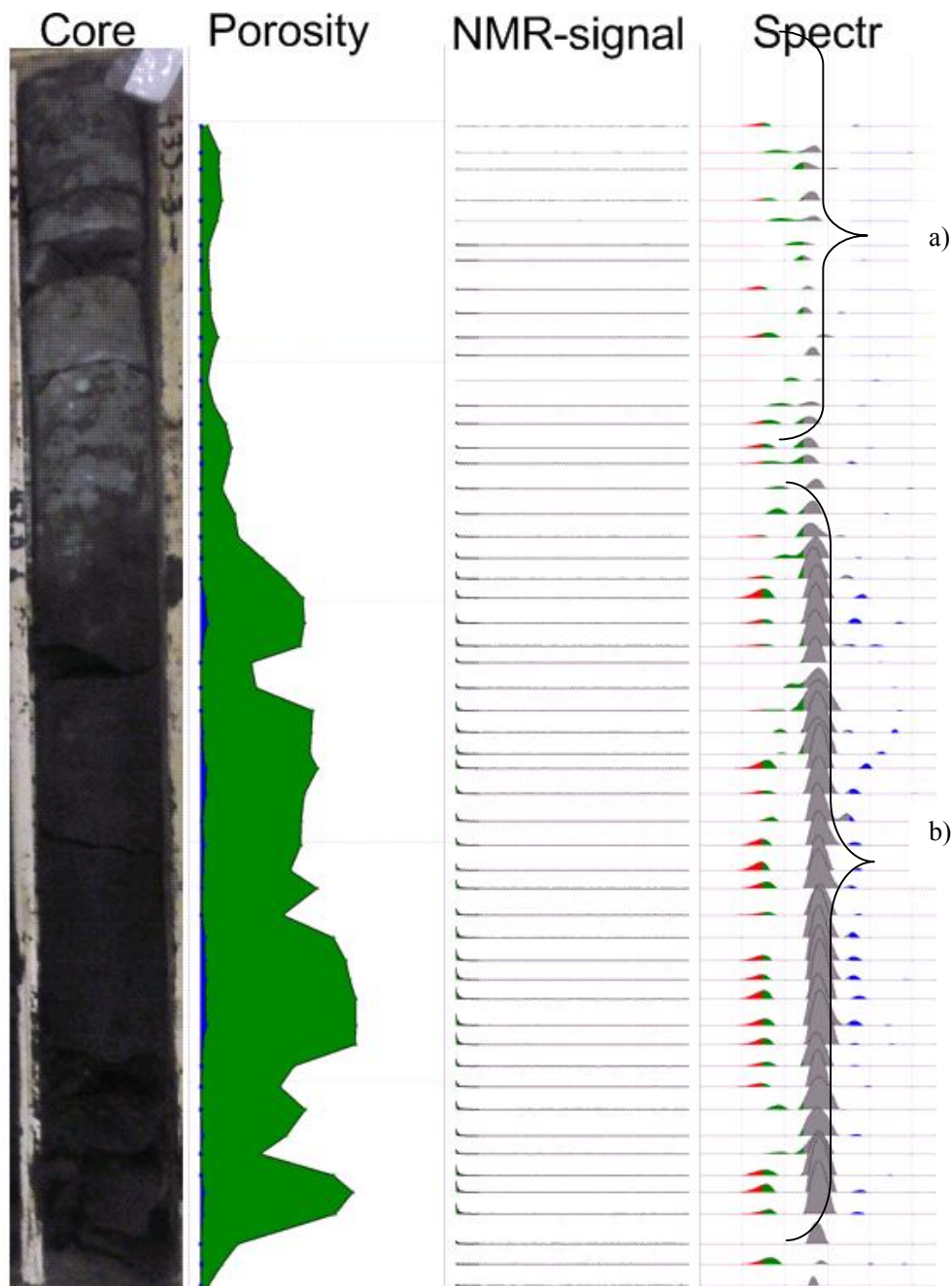


Fig. 8. NMR study of bituminous core: a) – no bitumen; b) – bitumen present

NMR logging methods are booming especially in light of problems and actual geological tasks set by the subsoil license holders.

1) Simple and reliable technology of the Earth's field NMR as well as the software providing filtering and obtaining relaxation times spectra confidently continues to solve geological tasks set before it. Such equipment finds application in the new regions in operations in complex wells including high inclination wells.

2) High-field NMR equipment is perhaps at the highest stage among all other well logging technologies and enables to determine with maximum reliability reservoir properties and get additional data on the pore space structure and formation fluid properties. High-field downhole tools have good prospects of their development related to achieving more depth of investigation and sensitivity to the measured parameters. NML1 equipment with back-to-back magnets will allow measurements in less distorted part of formation (compared to similar tools). The equipment using superconducting magnets to generate super-high magnetic field will enable to improve signal-to-noise ratio, significantly increase depth of investigation and reach maximum accuracy in determining porosity and permeability.

3) NMR-Core mobile unit successfully found its niche in well site core studies without pre-processing. Such live data is of critical importance for the purposes of optimal well drilling, making decisions on the development of hard-to-recover reserves, including

the study of unconventional reservoirs containing bitumen and shale oil. After petrophysical calibration and integration of data with results of core studies on laboratory unit, NMR data will provide more accurate and useful information on the pore space structure and saturating fluid.

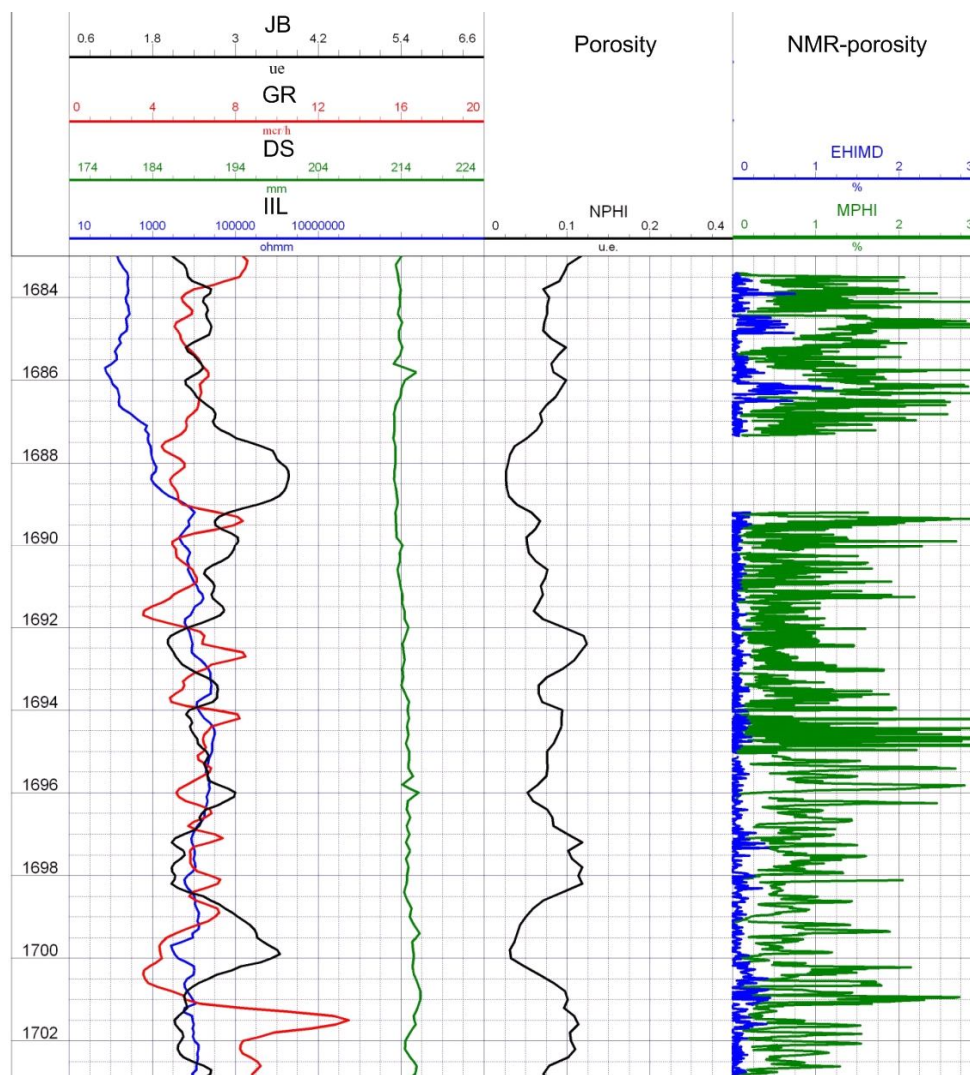


Fig. 9. NMR study of core with signs of shale oil

References.

1. S. M. Axelrod. Nuclear magnetic resonance in oil and gas geology and geophysics [Text] / S. M. Axelrod, V.D. Neretin // Moscow: Nedra, 1990. page 192.
2. NL-8, NL-9. NMR Tools [Digital resource]: website materials // Bugulma, TNG-Group, <http://www.tng.ru> – 2010.
3. I. S. Djafarov Application of NMR for determining composition and distribution of formation fluids [Text] / I. S. Djafarov, P. E. Syngaevskiy, S. F. Khafizov - Moscow: Chemistry, 2002.- p. 439
4. George R. Coates: NMR Logging Principles and Applications [Text] / George R. Coates, Lizhi Xiao, Manfred G. Prammer - Houston: Halliburton Energy Services, 1999. – p. 335
5. MR-eXplorer [Digital resource]: website materials // Houston, BakerHughes, <http://www.bakerhughes.com> – 2010.
6. CMR, MRX [Digital resource]: website materials // Houston, Paris, “Schlumberger”, <http://www.slb.com> – 2010.
7. A. I. Maklakov: Magnetic Field Pulse Gradient NMR Determination Of Geometric Pore Parameters And Correlation Functions For Forces Of Interaction Between Molecules Of A Liquid And Pore Surface [Text] / A. I. Maklakov, E. V. Khozina, N.K. Dvoyashkin // Colloid Journal – 1996 – vol. 58 – No. 4 - p. 509 – 513.
8. A. I. Maklakov: Self-diffusion in polymer solutions and fusions [Text] / A. I. Maklakov, V.D. Skirda, N.F. Fatkullin // Kazan, KSU Publishing, 1987, p. 224.
9. E.M. Mityushin: First Russian Permanent Magnets NMR Logging Tool [Text] / E.M. Mityushin, V.U. Barlyayev, V.A.

Murtzovkin, R.T. Khamatdinov // Geophysics Journal, 2002, No. 1, p. 43-50.

10. V.M. Murzakaev: Slim Hole NMR Logging Tool [Text] / V.M. Murzakaev, V.K. Tarakanov, A.N. Sotnikov, V.S. Dubrovskiy // Patent No. 2376870, Russia.

11. Magnetic Resonance Imaging Logging MRIL [Digital resource]: website materials // Houston, Dubai, Halliburton, <http://www.halliburton.com> – 2010

V.A. Tyurin: Experimental and actual values of self-diffusion coefficients of liquids in porous media [Text] / V.A. Tyurin, A. I. Maklakov // Colloid Journal - 2007 – vol. 69 – No.6 - p. 839 – 844

12. Caizhi, W. On the method of analyzing and processing T2 relaxation spectra from NMR log data and relative program design on Cif2000 platform [Text] / Wang Caizhi, Li Ning // Well Logging Technology (in Chinese). –2002. –V.26(5). –P.360-363.

13. Lizhi, X. Low field NMR core analysis and its applications to well logging interpretation [Text] / Xiao Lizhi, Shi Hongbin // Well Logging Technology (in Chinese). –1998. V.22(1). –P.42 49.

14. Materials from //www.ru.wikipedia.org

**НОВЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ И
ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ НА ДЕПРЕССИИ ПОД ГЛУБИНЫМ НАСОСОМ**

*Назаров А.Ю., Черных И.А. (ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», г. Пермь),
Савич А.Д., Шадрунов А.А. (ПФ ООО «БК «Евразия», г. Пермь, Россия),
Шумский И.Ф. (ОАО «Пермнефтегеофизика», г. Пермь, Россия)*

В докладе рассмотрены вопросы геофизических исследований (ГИС) в бурящихся и эксплуатационных горизонтальных скважинах (ГС) с позиций проведения геофизических исследований в сложных условиях. Предложены новые технологические приемы и оборудование для выполнения исследований в сложных условиях. Изложен опыт проведения исследований технологическим комплексом «Латераль» различных модификаций при разных способах вызова притока и показано, что использование специальных технологий и оборудования позволяет производить исследования в горизонтальных скважинах полным комплексом ГИС и успешно решать поставленные задачи. Также представлена технология вторичного вскрытия пластов (перфорации) на депрессии под глубинным насосом, которая помимо значительного повышения дебитов скважин, позволяет сокращать время их ввода в эксплуатацию.

Характеристика условий проведения геофизических исследований в горизонтальных скважинах различной конструкции.

На месторождениях Пермского края значительное количество скважин бурится с горизонтальным окончанием ствола. Характерной особенностью таких скважин является высокая степень неоднородности фильтрационно-емкостных свойств продуктивных отложений на протяжении всего условно горизонтального участка ствола и частое обводнение продукции в процессе эксплуатации, в том числе и в ее начале. Это, помимо определения работающих участков ствола, вызывает необходимость выяснения причин поступления воды при помощи геофизических исследований, которых за последнее время только в ГС Пермского региона выполнено более 120. Следует отметить, что в части скважин продуктивными отложениями являются карбонатные коллектора турнейского и фаменского ярусов (C1t и D3fm), которые не обсаживаются обсадной колонной. Длина условно горизонтальных участков стволов ГС, в основном, не превышает 500 метров, средняя длина - 250 - 300 метров. В то же время исследования успешно выполнялись и в скважинах с длиной условно горизонтальных участков более 1000 м. В скважине №101 Р длиной 4580 м горизонтальная часть составила 2400 м [7].

В настоящее время практически во всех бурящихся и эксплуатационных ГС на месторождениях Пермского края исследования производятся при помощи технологического комплекса (ТК) «Латераль» различных модификаций, который обеспечивает выполнение необходимых методов ГИС и решение геологических задач при бурении и эксплуатации скважин. ТК обеспечивает доставку к забоям горизонтальных скважин геофизических приборов и аппаратов независимо от их массы и длины. Модификации комплекса позволяют выполнять геофизические исследования при помощи насосно-компрессорных труб (НКТ) малого диаметра («Латераль-2005»), комбинации НКТ и без муфтовой сталепolyмерной трубы («Латераль-2006»), с использованием

оборудования для работ с устьевыми избыточными давлениями («Латераль-2007»), а также при помощи бурильных труб («Латераль-2012»). Электрическая связь с предварительно спущенным в скважину на трубах прибором, в каждой из модификаций, выполняется при помощи закрепленного на геофизическом кабеле специального устройства («мокрый контакт»), крепление колонны НКТ малого диаметра (33 мм) к геофизическому кабелю производится при помощи кабельного зажима.

Несмотря на наличие перечисленного спектра технологических комплексов для выполнения ГИС, после вскрытия продуктивных терригенных отложений бобриковского и радаевского горизонтов (С1bb и С1rd), которые перед бурением условно горизонтального участка перекрываются обсадной колонной, исследования в них до последнего времени выполнялись в основном автономными геофизическими комплексами. Вызвано это тем, что в указанных интервалах, где зенитные углы достигают 80 и более градусов, а ствол скважины осложнен кавернами, для исследований ТК «Латераль-2005» необходима тщательная подготовка стволов скважин. В то же время, при необходимости выполнения расширенного комплекса ГИС в указанных отложениях, а также в боковых горизонтальных стволах исследования выполняются при помощи упомянутого технологического комплекса, в том числе при помощи модульной аппаратуры типа МАГИС-2. Геофизические исследования, включая измерения аппаратурой пяти зондового индукционного каротажа, выполняются за одну спускоподъемную операцию.

Как уже упоминалось, первоочередной задачей, требующей решения и разработки технологических приемов исследований и методических рекомендаций проведения измерений и интерпретации, является задача определения источников обводнения. Решение этой задачи традиционными подходами, на основании исследований методами состава, в условиях сложной траектории условно горизонтального участка ствола скважины, состоящего из восходящих, нисходящих и горизонтальных интервалов с постоянно изменяющимися толщинами каждой из фаз по мере продвижения геофизического прибора вдоль интервала исследований не позволяет однозначно определить места поступления воды [3].

Очередной особенностью, создающей сложности при исследованиях скважин на этапе их освоения и в процессе эксплуатации, является специфика глубинного оборудования, применяемого при заканчивании скважин посредством проведения многостадийных гидроразрывов пласта (МГРП). Для этих целей условно горизонтальные участки стволов скважин диаметром 144 мм обсаживаются хвостовиками, в составе которых на заданных глубинах устанавливаются заколонные набухающие пакеры и специальные муфты активируемые шаром. Перечисленное оборудование имеет различный внутренний диаметр. Диапазон изменения диаметров может варьировать на различных участках условно горизонтального участка от 107 мм до 58 мм после фрезерования муфт с целью увеличения диаметра проходного отверстия (исходный диаметр от 38 до 42 мм). Учитывая конструктивные особенности ТК «Латераль» (муфтовые соединения НКТ имеют диаметр 42 мм), а также различных модификаций скважинных тракторов можно предположить, что в указанных скважинах доставку приборов к забоям производить при помощи указанного оборудования практически невозможно. На настоящем этапе исследования в таких скважинах можно проводить только при помощи дорогостоящих установок с гибкой без муфтовой трубой (coiled tubing).

Разработка оборудования и технологий.

В результате накопленного опыта и анализа большого количества результатов исследований, полученного во время исследований терригенных отложений в горизонтальных скважинах с применением различного оборудования и технологий (автономные геофизические комплексы, жесткий геофизический кабель, «Латераль-2005») сделан вывод о низкой эффективности применяемого оборудования. Это относится как к доставке приборов на забой, так и к информативности перечисленных комплексов и к их производительности.

Основной объем исследований, выполняемый в эксплуатационных горизонтальных скважинах при помощи технологического комплекса «Латераль-2007», проводится по традиционной схеме вызова притока методом компрессирования. Для выполнения таких исследований разработано специальное оборудование герметизации устья [2]. Несмотря на кажущуюся простоту и широкую распространенность таких исследований технология имеет существенные недостатки, основным из которых является выполнение измерений в условиях нестационарных процессов. Как правило, вывести скважину на стационарный режим работы (газлифт), в отведенное для исследований время, не удается и измерения приходится проводить в различных условиях воздействия на скважину и соответственно на флюид (нагнетание, поочередный прорыв пусковых муфт, стравливание газа из затрубного пространства). Все это приводит к быстрой смене забойных давлений, что, в свою очередь, вызывает соответствующее изменение происходящих физических процессов.

Разработка оборудования.

Для сложных условий проведения геофизических исследований в песчано - глинистых отложениях, вскрываемых при зенитных углах порядка 80 градусов, а также в горизонтальных скважинах большой длины разработан кабельный технологический комплекс доставки к забоям приборов на бурильных трубах – комплект оборудования кабельной связи (КОКС), получивший название «Латераль – 2012» (рис. 1). Разработка является дальнейшим развитием ТК «Латераль» и базируется на основе устройства осуществления электрической связи, выполненного в габаритных размерах, обеспечивающих работу на бурильных трубах, которые несут всю нагрузку, а также выполняют транспортную роль при выполнении исследований. Внутренняя конструкция корпуса оборудования обеспечивает центрирование, фиксацию и стыковку кабельного контактного наконечника и контактного блока, а также циркуляцию промывочной жидкости для обеспечения надежного электрического соединения с прибором, а также исключения аварийных ситуаций с бурильными трубами.

Следующей особенностью комплекса является наличие в его составе бокового герметичного кабельного ввода, предназначенного для вывода геофизического кабеля в затрубное пространство. В случае аварийной ситуации с извлечением кабеля отверстие сальника герметизируется клапаном.

При использовании комплексных приборов типа МАГИС – 2 (КАР-САР, КАСКАД) возможно выполнение измерений полным набором геофизических методов за одну спуско-подъемную операцию. При необходимости регистрации дополнительных методов (электрический и акустический сканеры, испытатель пластов на кабеле, гидродинамический каротаж, и т. д.) потребуются дополнительные спуски приборов. Технологические операции, связанные с исследованиями в скважинах, выполняются совместными силами работников геофизической партии и буровой бригады.

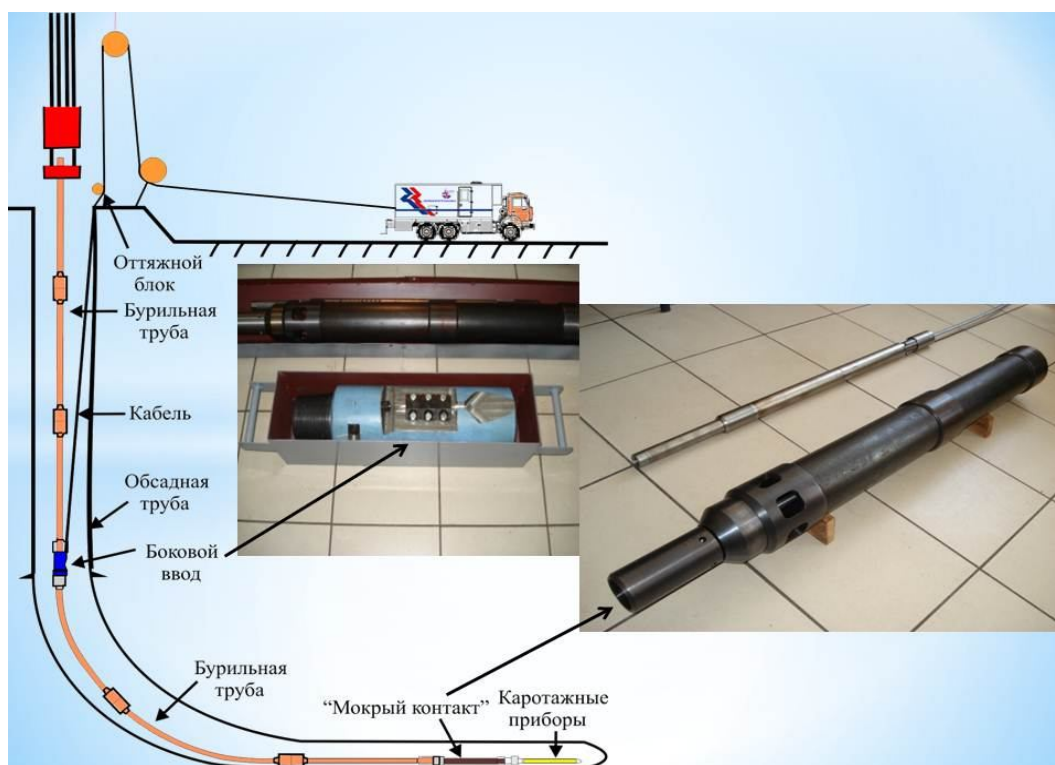


Рис. 1. Схема выполнения ГИС комплектом оборудования кабельной связи («Латераль-2012»)

Опыт исследований в скважинах показал, что основными преимуществами в сравнении с автономными комплексами являются возможность выполнения ГИС с использованием кабеля и проведение расширенного комплекса исследований и других работ в скважинах. Оперативность с выдачей заключения по каротажу и принятия решения по скважине существенно увеличивается, так как нет необходимости ожидать подъема бурильного инструмента с прибором для считывания информации.

Спецификой исследований в горизонтальных эксплуатационных скважинах, условно горизонтальные участки которых, для целей производства многостадийного гидроразрыва, оборудованы хвостовиками со встроенными в них заклонными разбухающими пакерами и специальными муфтами, является наличие внутри глубинной компоновки уступов.

Исследования в указанных условиях можно обеспечить только при помощи гибких без муфтовых труб или геофизического кабеля повышенной жесткости. Разработан и изготовлен комплекс доставки приборов на основе гибкой без муфтовой сталеполимерной трубы. Отрезок названной трубы (удлинитель) с проводным каналом связи оборудован кабельным наконечником и приборной головкой, к которым подключаются токоведущие жилы кабеля.

Проталкивание приборов к забоям производится при помощи набора насосно-компрессорных труб расчетной длины с условным диаметром 33 мм (движитель), которые монтируют над гибкой трубой (удлинителем). Связь с удлинителем и, соответственно, с геофизическим прибором производится при помощи устройства электрической связи (ТК «Латераль-2006»).

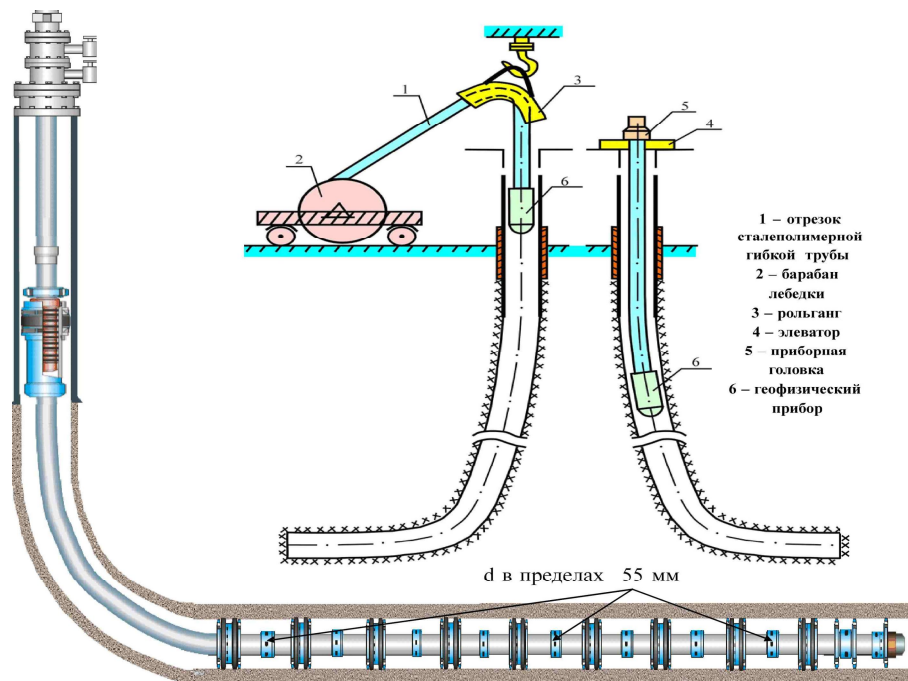


Рис. 2. Схемы компоновки для выполнения многостадийных гидроразрывов пластов и спуска гибкой трубы с прибором

Как показано на рис. 2, для выполнения спускоподъемных операций с удлинителем изготавливается специальный агрегат, который смонтирован на шасси прицепа и в своем составе имеет лебедку с барабаном большого диаметра и реверсивный привод. Диаметр барабана определяется значением минимального радиуса изгиба, наматываемой на него длинномерной трубы или кабеля повышенной жесткости [4]. Первые успешные исследования в скважинах показали работоспособность комплекса.

Новые технологии со спуском приборов под глубинное оборудование.

Как показывает опыт, технология исследований в скважинах с предварительным спуском ТК «Латераль» под глубинный электроцентробежный или штанговый насос позволяет проводить измерения на различных режимах, в том числе и при выводе скважин на заданный режим эксплуатации. Схема исследований по данной технологии приведена на рис. 3. Посредством смены штуцеров и изменения количества оборотов вращения электродвигателя насоса, можно менять условия извлечения флюида за счет изменения депрессии на продуктивные интервалы. Это позволяет на более высоком уровне произвести измерения, уверенно определить места поступления воды и заколонных перетоков, а также оценить оптимальный режим эксплуатации скважины и провести гидродинамические исследования.

Важным преимуществом технологии является отсутствие необходимости производить доставку скважинной аппаратуры к забоям через насосно-компрессорные трубы, что снимает ограничения по величине диаметра приборов. Это позволяет применять жесткие (не деформируемые) центраторы геофизических приборов, которые за счет разгрузки штатных центрирующих фонарей и расположения прибора ближе к оси ствола скважины, позволяют проводить качественные измерения полным набором датчиков, включая механический расходомер и датчики влагометрии.

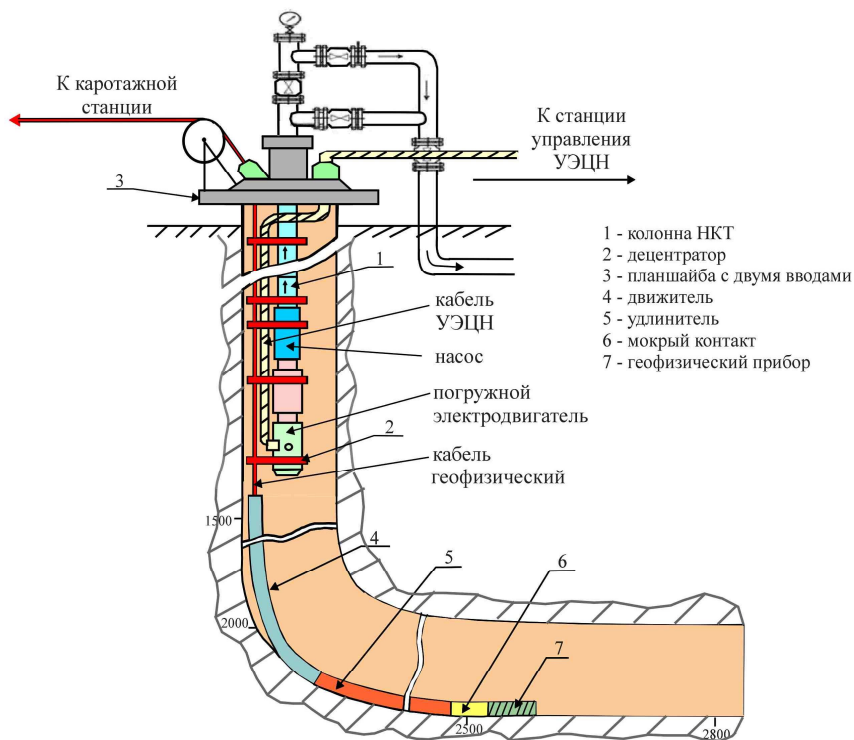


Рис. 3. Схема исследований в горизонтальных скважинах, эксплуатируемых электроцентробежными насосами

К примеру, в скважине X1 по данным ГИС условно горизонтальный участок ствола вскрывает нефтенасыщенные карбонатные отложения, коллекторские свойства которых неоднородны вдоль всего интервала. Однако после пуска скважины в эксплуатацию и непродолжительной ее работы в продукции появилась вода, количество которой со временем достигло более 90 %.

Первоначально выполненные исследования при помощи технологического комплекса «Латераль» с возбуждением скважины компрессором не позволили однозначно определить источник обводнения по причине невозможности вывода скважины на установившийся режим работы за время, отведенное для производства измерений.

При повторных исследованиях со спуском ТК «Латераль» под ЭЦН в скважине была проведена серия измерений на различных режимах, смена которых производилась посредством смены штуцеров различного диаметра и изменением производительности насоса. Результаты исследований позволили выявить, что источником поступления воды являются водонасыщенные песчаники вышележащего горизонта, кровля которых находится на глубине 1588,8 м. Таким образом, пластовая вода поступает посредством заколонного перетока под башмак обсадной колонны $d = 168$ мм, чему способствует неудовлетворительное качество сцепления цементного камня с породой.

Как видно из рис. 4, на заколонный переток указывает наличие нулевого градиента на диаграммах термометрии, а также кривая скважинного термоиндикатора.

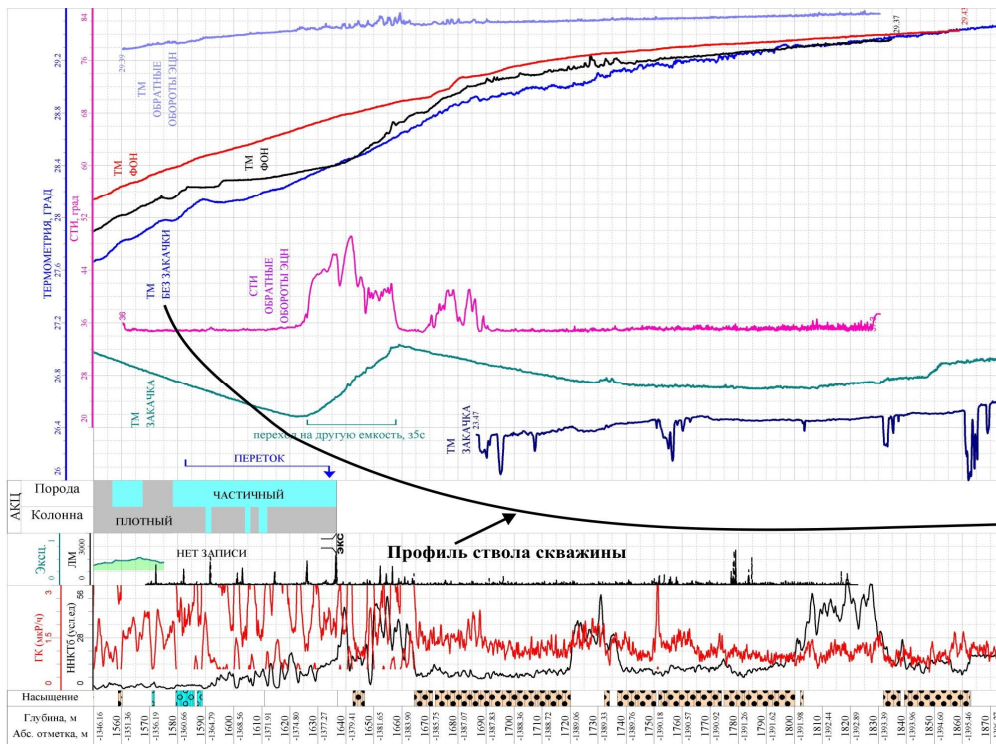


Рис. 4. Пример интерпретации данных ГИС, полученных при исследованиях скважины X1 под глубинным насосом

Преимущества исследований со спуском под насос сохраняются и при использовании технологии спуска комплекса «Латераль-2005» под лифтовые трубы и освоении скважины при помощи свабиrowания. Схема проведения исследований по такой технологии предполагает проведение ГИС совместно с освоением скважины свабиrowанием, что помимо повышения информативности данных каротажа позволяет значительно сократить затраты времени на ввод скважин в эксплуатацию за счет совмещения операций по их исследованию и освоению.

На рис. 5, приведен пример распределения (изменения) температурных полей, полученных при освоении горизонтальной скважины X2 методом свабиrowания, в соответствии с управляемым изменением значений депрессии.

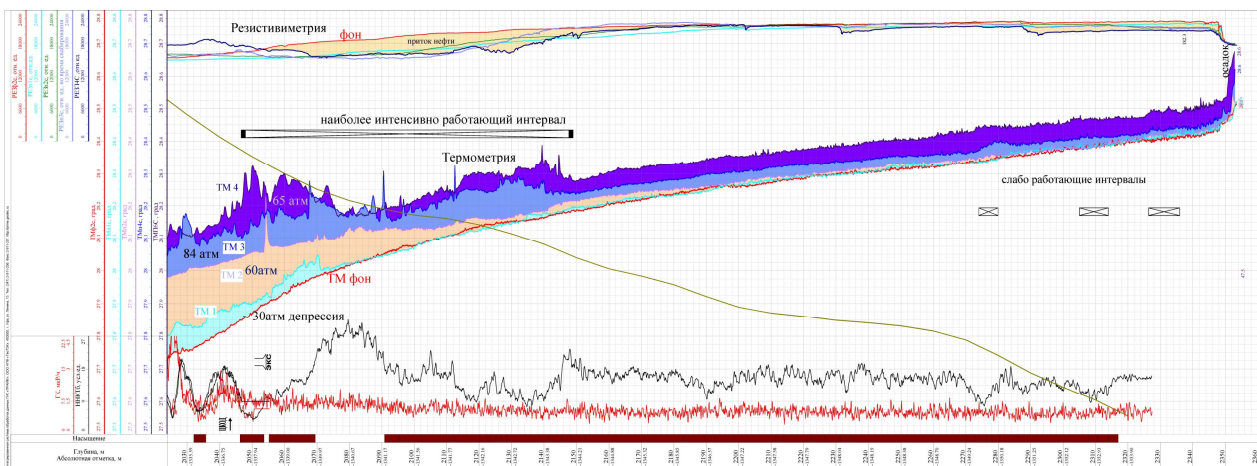


Рис. 5. Изменение температурных полей, возникающих в стволе скважины X2 во время свабиrowания

При постепенно возрастающих значениях депрессий, соответственно последовательно включались в работу нефтенасыщенные участки пласта. На диаграмме наблюдается рост дроссельной аномалии от фоновой кривой термометрии (красная) до ТМ1 (голубая) при росте давления в 3 МПа. При увеличении депрессии до 6 МПа наблюдается увеличение дроссельной аномалии до значений, отмеченных на ТМ3 (сиреневый цвет), и т.д. Из рисунка видно, что наиболее интенсивно работает участок в интервале 2048-2148 м, остальная часть ствола работает слабо.

Следует отметить, что в течение первых 4 часов работы скважины наибольшие дроссельные аномалии образовались напротив участков пласта отдающих воду, которую наиболее интенсивно они приняли во время промывки скважины (Т1-Тфон - голубая заливка). Вторая серия кривых была зарегистрирована более чем через 12 часов после начала вызова притока при помощи свабирования. По истечении этого времени дроссельные аномалии стали проявляться и напротив пластов отдающих нефть, что подтверждается данными резистивиметрии.

Изложенные выше технологии исследований обладают важным преимуществом перед освоением при помощи компрессора, которое заключается в возможности выбора и управления депрессией при возбуждении скважин. На этой основе разработана методика исследований и интерпретации, направленная на определение мест поступления воды по методу термометрии с использованием эффектов инверсии и Джоуля-Томсона [5].

При этом эффекте изменение температуры поступающего из работающего пласта флюида определяется следующим соотношением

$$\Delta T = (T_c - T_{пл}) + \varepsilon_T \times (P_{пл} - P_c),$$

где T_c и $T_{пл}$ - температура потока флюида на стенке скважины и пластовая, $P_{пл}$ и P_c - давления пластовое и на стенке скважины, соответственно, ε_T – эффективный коэффициент дросселирования (коэффициент Джоуля – Томсона).

Отметим, что названные выше коэффициенты для нефти и воды отличаются от двух до трех раз и составляют для воды порядка 0.02 °C/ат, а для нефти достигают 0.04 - 0.06 °C/ат, для газов он имеет отрицательный знак и по абсолютному значению на порядок больше, чем для нефти – $\varepsilon_T = - (0.3 - 0.5)$ °C/ат [1].

Учитывая то, что метод термометрии является наиболее надежным, использование названных закономерностей позволяет разделять интервалы, работающие нефтью и водой в процессе извлечения флюида из скважин.

Вторичное вскрытие со спуском перфораторов под глубинный насос.

Дальнейшим развитием направления со спуском геофизических приборов под внутрискважинное оборудование стала технология перфорации на депрессии под глубинным насосом. Такой подход позволяет производить вторичное вскрытие пластов, исключая операции по дополнительному глушению скважин, что, помимо сокращения сроков освоения, приводит к значительному увеличению их дебитов.

Разработано несколько вариантов практической реализации перфорации под глубинным насосом, два из которых проиллюстрированы на рис. 5, схема выполнения операций по первому варианту излагается ниже.

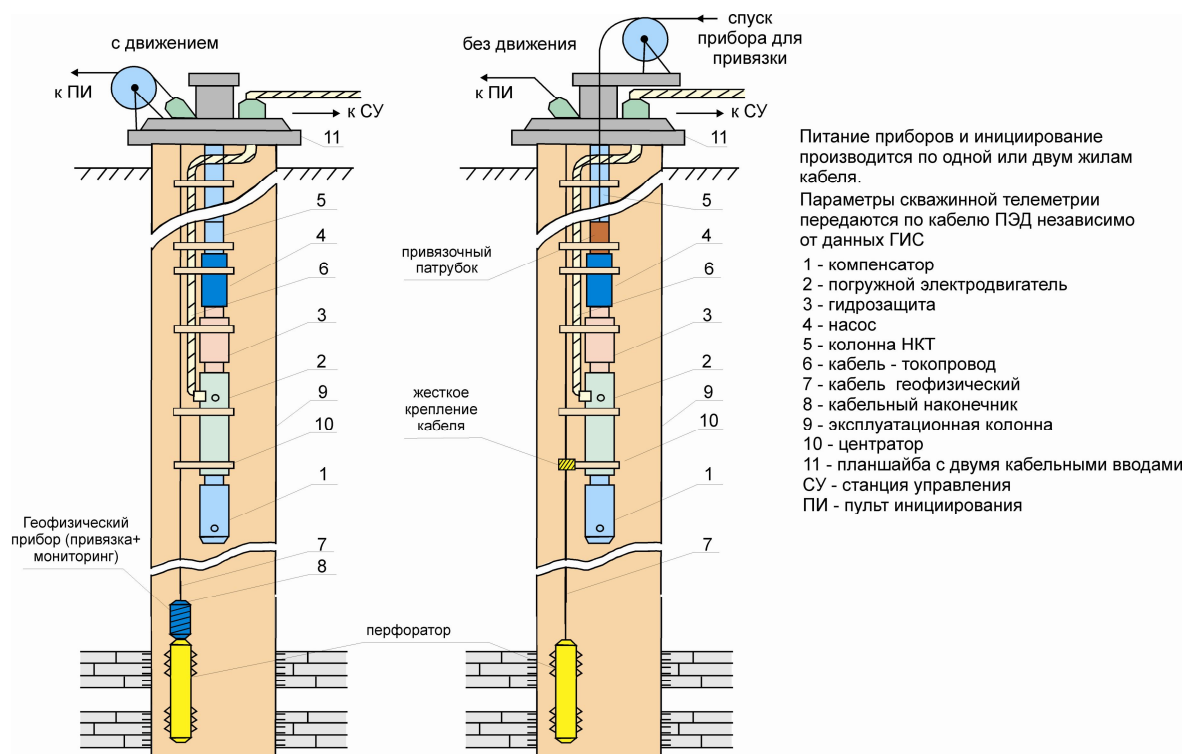


Рис. 6. Схемы вторичного вскрытия пластов под глубинным насосом

Размещение в скважине снаряженного перфоратора и его литологическая привязка производятся до спуска глубинного насоса. После этого на насосно-компрессорных трубах производят спуск установки электроцентробежного насоса с одновременной установкой на трубы специальных защитных центраторов и размещением в них геофизического кабеля и кабеля питания электродвигателя насоса. Оба кабеля герметизируются в узле герметизации устья скважины, установленном на фонтанной арматуре. При работе на скважинах, оборудованных штанговыми насосами, узел герметизации содержит один сальниковый ввод. Создание проектной депрессии, значения которой контролируются по датчикам геофизического прибора, производится за счет снижения уровня насосом. Перемещением геофизического прибора с кумулятивным перфоратором уточняют его литологическую привязку, и инициируют перфоратор [6].

После проведения необходимых исследований с помощью прибора, его с корпусом перфоратора располагают на весь межремонтный период вне интервала перфорации, геофизический кабель фиксируют на сальниковом вводе, его наземную часть сматывают с барабана лебедки и размещают на устье скважины. При необходимости контроля забойного и пластового давлений, текущей депрессии, подключают к кабелю наземную аппаратуру каротажной станции и проводят измерения давления и температуры геофизическим прибором. Для определения параметров флюида и диагностики технического состояния участка эксплуатационной колонны в процессе эксплуатации, устанавливают устьевой ролик, наматывают запас геофизического кабеля на барабан лебедки каротажной станции и проводят измерения прибором в функции глубины.

Такая технология перфорации под глубинным насосом на депрессии исключает ухудшение свойств продуктивного пласта в призабойной зоне и способствует очистке перфорационных каналов и пласта.

Выводы:

1. Для выполнения расширенного комплекса ГИС в сложных условиях терригенных отложений бурящихся скважин и в горизонтальных скважинах большой длины необходимо использовать кабельные технологические комплексы доставки приборов к забоям на бурильных трубах. Это позволит также повысить оперативность с выдачей заключения по каротажу и принятия решения по скважине в сравнении с применением автономных комплексов.

2. Геофизические исследования в действующих горизонтальных скважинах, оборудованных хвостовиками с заколонными набухающими пакерами и портами для проведения ГРП, возможно выполнять при помощи комплексного применения установок с отрезком гибкой трубы или жесткого геофизического кабеля и ТК «Латераль-2007». Как показывает опыт эксплуатации, такое оборудование значительно дешевле и проще в обслуживании в сравнении с установками с гибкой без муфтовой трубой (coiled tubing).

3. Несмотря на ограниченные возможности аппаратуры ГИС–контроля, использование новых технологических и методических приемов (спуск под насос и лифтовые трубы, применение эффектов инверсии и Джоуля-Томсона) позволяет решать задачи по определению поступающего в ствол горизонтальной скважины состава флюида, поиску заколонных перетоков, выделению работающих интервалов и др.

4. Технология вторичного вскрытия пластов под глубинным насосом позволяет исключить дорогостоящие излишние операции по глушению и последующему освоению скважин, создать оптимальную депрессию для качественной очистки перфорационных каналов и призабойной зоны пласта. Результатом перфорации по такой технологии является значительное сокращение сроков освоения скважин и увеличение дебитов по сравнению с традиционно применяемыми способами.

Список использованных источников

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2006. 778 с.

2. Князев А.Р., Савич А.Д., Фокин А.П., Черных И.А. Способ герметизации устья скважины и устройство для его осуществления. Патент на изобретение №2357067, М., РОСПАТЕНТ, 2009.

3. Савич А.Д., Черных И.А., Шумилов А.В. Повышение эффективности геофизических исследований в горизонтальных скважинах: «Геофизика», Москва: ЕАГО. 2011. Вып. 5. С. 70-80.

4. Савич А.Д., Шумилов А.В., Элькин С.Я., Балдин А.В., Семенцов А.А., Пинчук М.М. Комплекс для доставки геофизических приборов к забоям горизонтальных скважин. Патент на полезную модель № 55424, 2006.

5. Сальникова О.Л. Решение задачи по определению источников обводнения в горизонтальных скважинах Пермского края. Научно технический вестник «Каротажник», №5 (215), Тверь, 2012. С. 96-109.

6. Савич А.Д., Черных И.А., Шадронов А.А., Шумилов А.В. Устройство для вторичного вскрытия пластов на депрессии со спуском перфоратора под глубинный насос. Решение о выдаче патента на полезную модель. М., РОСПАТЕНТ, 2014.

7. Халилов Д.Г., Чухлов А.С. Расчёт усилий доставки приборов к забоям горизонтальных скважин и осевых усилий при работе технологического комплекса "Латераль-2007" //Геология и полезные ископаемые Западного Урала / Пермский государственный национальный исследовательский университет. Пермь, 2014. С.155-158.

NEW CONCEPTS FOR DIFFICULT WELL SURVEY AND SECONDARY DRAWDOWN STRIKING UNDER A SUBMERSIBLE PUMP

*Nazarov A.Yu., Chernykh I.A. (LUKOIL-PERM LLC, Perm, Russia),
Shadrinov A.A. (BK Yevrasia LLC, Perm branch, Perm, Russia),
Shumsky I.F., Savich A.D. (Permneftegeofizika OJSC, Perm, Russia)*

This paper deals with difficult survey in drilling and producing horizontal wells (HW). We proposed new techniques and equipment for difficult survey. We described survey experience using various versions of Латераль process system with various methods of inflow stimulation and demonstrated that specific processes and equipment allow to perform complete survey set in horizontal wells and achieve the objectives. We also present a technique for secondary drawdown striking (perforation) under a submersible pump which, beside appreciable increase in well yield, allows to bring wells into service faster.

Survey Condition Specification for Variously Designed Horizontal Wells.

A fair portion of wells in Perm Territory are completed horizontally. Such wells have a specific trait of high non-uniformity in reservoir properties of pay zones throughout the well section taken as horizontal and frequent water inflow during operation, including startup. This, beside determination of operating well sections, requires reasons of water inflow to be found out in the course of survey which has recently been performed more than 120 times in HW of Perm Territory alone. It should be noted that pay zones in some wells are carbonate collectors of the Tournaisian and Famennian stages (C1t and D3fm) which are not cased. Nominally horizontal sections of HW bores are mostly 500 metres maximum long, 250 to 300 metres on average. However, survey was also performed successfully in wells with nominally horizontal sections 1000 m long. Well No. 101 P, 4580 m long, had horizontal section of 2400 m [7].

At present, survey virtually at all drilling and producing HW in Perm Territory is performed using various versions of Латераль process system (PS) which supports the required survey methods and achievement of geological objectives when drilling and operating wells. The PS trips in logging tools and devices of any weights and lengths to horizontal well bottoms. The system versions allow survey using macaroni pipes (Латераль-2005), combined tubing and without a resin-grouted casing pipe (Латераль-2006), equipment designed to deal with excess wellhead pressures (Латераль-2007), or drill pipes (Латераль-2012). Each version is connected electrically to a drillstem tool using a specific device attached to a logging cable (a «wet contact»), a macaroni tubing string (33 mm) is attached to a logging cable using a cable clip.

Although the above range of survey systems is available, after terrigenous pay zones in Bobrikovsky and Radaevsky horizons (C1bb and C1rd) which are cased before drilling a nominally horizontal section were drilled in, these were until recently surveyed mainly using standalone logging systems. This is due to the fact that such intervals where inclination angles are as high as 80 or more degrees and the wellbore is complicated by sockets, require wellbores to be prepared thoroughly prior to using Латераль-2005 for survey. However, should these zones require an advanced survey set, as well as in horizontal offshoots, survey is performed using the above process system, including МАГИС-2 modular hardware. The survey, including hardware-based five-probe induction survey measurements, takes one round-trip.

As mentioned above, the top priority which requires survey techniques and guidelines for measurement and interpretation to be developed is identification of water trouble sources. Conventional approaches to this task, based on compositional tests, in complicated path of a nominally horizontal well section comprising ascending, descending and horizontal intervals with each phase varying continuously in thickness as the logging tool moves along the survey interval, do not allow to identify water entry points unambiguously [3].

Another feature which complicates survey in wells being developed and operated, is the specifics of submersible equipment which is used to complete wells by multi-stage fracturing (MSF). To do this, nominally horizontal wellbore sections of 144-mm diameter are cased with liners which are equipped at specified depths with swelling casing packers and specific ball-actuated couplings. This equipment varies in inner diameter. The diameter variation range may vary within a nominally horizontal section from 107 mm to 58 mm after the couplings are milled to increase the passage diameter (initial diameter of 38 to 42 mm). In view of design specifics of Латераль (tubing joint diameter of 42 mm), and various versions of downhole tractors, one can assume that it is not feasible to trip in tools using such equipment. Currently, survey is possible in such wells only if expensive units with coiled tubing are used.

Development of Equipment and Processes.

From experience and review of a large body of survey data obtained from terrigenous sediments in horizontal wells using various equipments and processes (standalone logging systems, rigid logging cable, Латераль-2005), low efficiency of the equipment used can be derived. This concerns both tool lowering and informativity of the above systems and their efficiency.

The body of survey performed in producing horizontal wells using Латераль- 2007 follows the conventional compression-based inflow stimulation technique. To perform such survey, specific wellhead sealing equipment has been developed [2]. Although such

survey is seemingly simple and common, the process has major drawbacks, the main of which is non-steady-state measurement mode. Generally, a well may not be brought to steady-state operating mode (gaslift) within scheduled survey time so that measurement have to be taken in varying conditions of well stimulation and, thus, fluid stimulation (injection, by-turn fracture of starting couplings, annular gas bleeding). All this results in fast bottomhole variation which, in turn, causes a congruous change in the physical processes.

Development of Equipment.

For difficult survey in sand-shale sediments drilled in with inclination angles of about 80 degrees, and in long horizontal wells, a cable communication system (CCS) named Латераль-2012 (Fig. 1) was developed to trip tools on drill pipes. The design is further development of Латераль and is based on an electric communication device of such overall dimensions that make it suitable to be operated on drill pipes which bear all load and serve as carriers during surveys. Inner design of the equipment housing allows the cable lug and the switch box to be centered, fixed and coupled, and drilling mud circulation to ensure secure electric connection to the tool, and preclude any accidents with drill pipes.

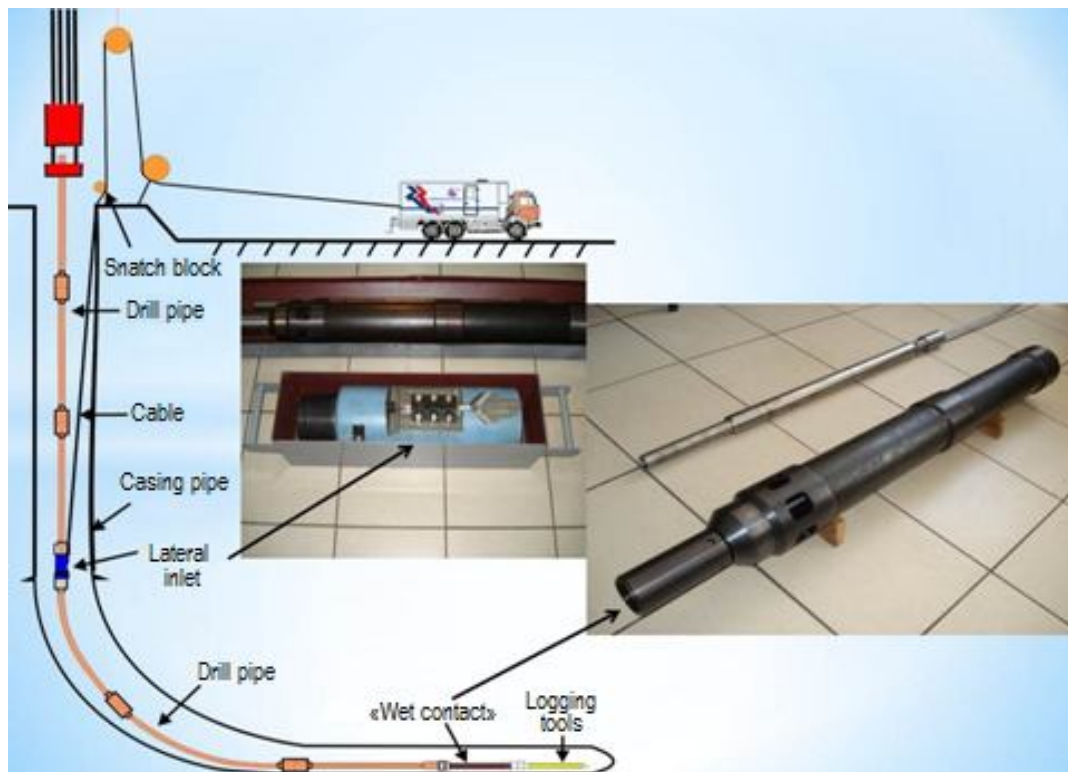


Fig. 1. Diagram: Survey Using a Cable Communication System (Латераль-2012)

The system's another particular trait is that it includes a sealed lateral cable inlet, to direct the logging cable into the annular space. Should the cable removal result in any accident the gland opening is sealed by a valve.

If using integrated devices like МАГИС – 2 (КАР-САР, КАСКАД), a full set of logging measurements may be performed during one round-trip. If additional methods are to be recorded (electric and acoustic scanners, a wireline formation tester, hydrodynamic logging, etc.) additional tool trips will be required. Any well survey-related operations shall be performed jointly by the logging team and the drill crew.

Well survey experience demonstrated that primary advantages as compared to standalone systems are that surveys may be performed using a cable and that advanced survey set and other jobs may be carried out in wells. Logging report preparation and decision-making concerning a well are speeded up considerably since one need not wait for the drill tool and the recorder to be tripped out.

Surveys in horizontal producing wells whose nominally horizontal sections, for multi-stage fracturing, are equipped with liners with integral swelling annular packers and specific couplings, have the specifics of inside shoulder layout.

Surveys in such conditions are feasible only if using coiled tubing or a rigid logging cable. A tool tripping system based on coiled resin-grouted tubing was developed and fabricated. A section of such pipe (an extension stem) with a wire communication channel is equipped with a cable lug and a tool head to which the cable conductors are connected.

The tools are pushed down using a tubing set of estimated length and 33-mm nominal diameter (a driver) which are installed

above the coiled tubing (the extension stem). Communication to the extension stem and, therefore, to the logging tool is performed using an electric communicator (Латераль-2006).

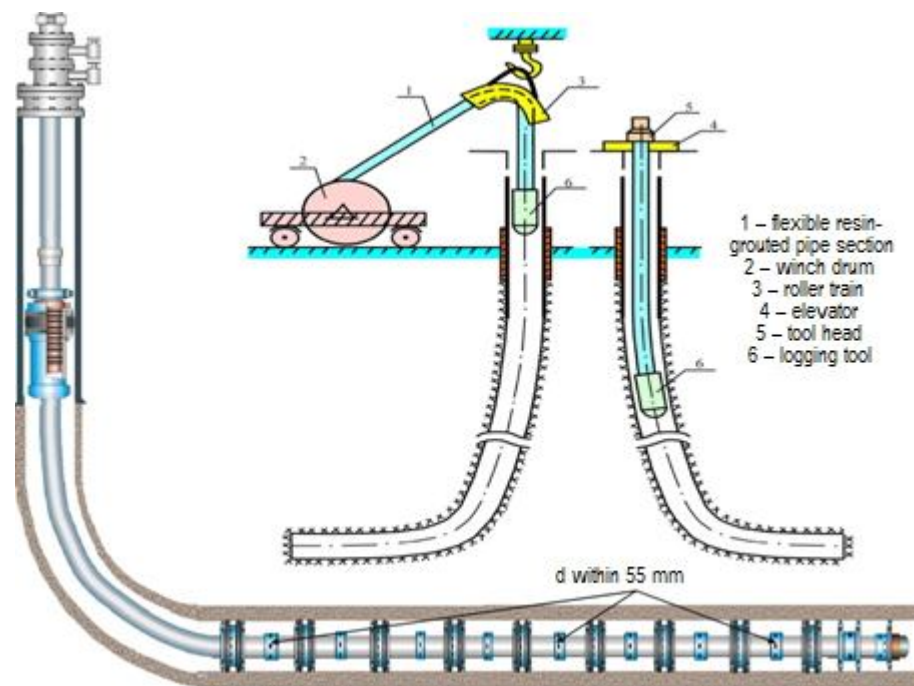


Fig. 2. Layouts for Multi-Stage Fracturing and Tripping Coiled Tubing with a Tool

As shown in Fig. 2, extension stem-based trips use a specific unit which is installed on the trailer chassis and includes a winch with a large-diameter drum and a reversing drive. The drum diameter is based on the minimum bending radius value of long tubing which is wound onto it or of the rigid cable [4]. The first successful field tests demonstrated the system to be operable.

New Processes with Tools Lowered under the Submersible Equipment.

As known from experience, the well survey process when Латераль is pre-lowered under the electrical submersible pump or the sucker-rod pump allows measurement in various modes, also when wells are brought to the specified operating mode. For this survey technique, see Fig. 3. By changing nipples and adjusting the pump motor RPM, one can modify the fluid recovery conditions by adjusting the pay zone drawdown. This allows higher level of measurements, secure identification of water entry points and behind-the-casing flows, estimation of the optimum well operating mode and hydrodynamic testing.

The process has such important advantage that the logging equipment need not be tripped through the tubing which restricts the tool diameter value. This allows to use rigid centralizers for logging tools, which, by relieving the standard centering guides and bringing the tool nearer to the wellbore axis, allows accurate measurements using a complete set of sensors, including a mechanical flow meter and moisture meters.

For example, according to the survey, the nominally horizontal bore section in well X1 exposes oil-saturated carbonate deposits with non-uniform reservoir properties throughout the interval. However, after the well was commissioned and operated for a short while, water appeared in the yield and, over time, achieved more than 90%.

At first, survey using Латераль and compressor-aided well stimulation failed to identify the source of water troubles since the well could not be brought to steady-state operating mode within the scheduled measurement time.

The repeat survey with Латераль lowered under the ESP included a series of downhole measurements in various modes which were changed by changing nipples of various diameters and the pump output. The survey data demonstrated that water encroached from water-saturated sandstones of the overlying horizon, their top lying at 1588.8-m depth. Thus, deposit water encroaches via behind-the-casing flow under the casing shoe, $d = 168$ mm, which is somewhat due to poor cement stone-to-rock adhesion.

As one can see from Fig. 4, behind-the-casing flow is demonstrated by presence of zero gradient in the thermometry diagrams, and by the downhole thermal indicator curve.

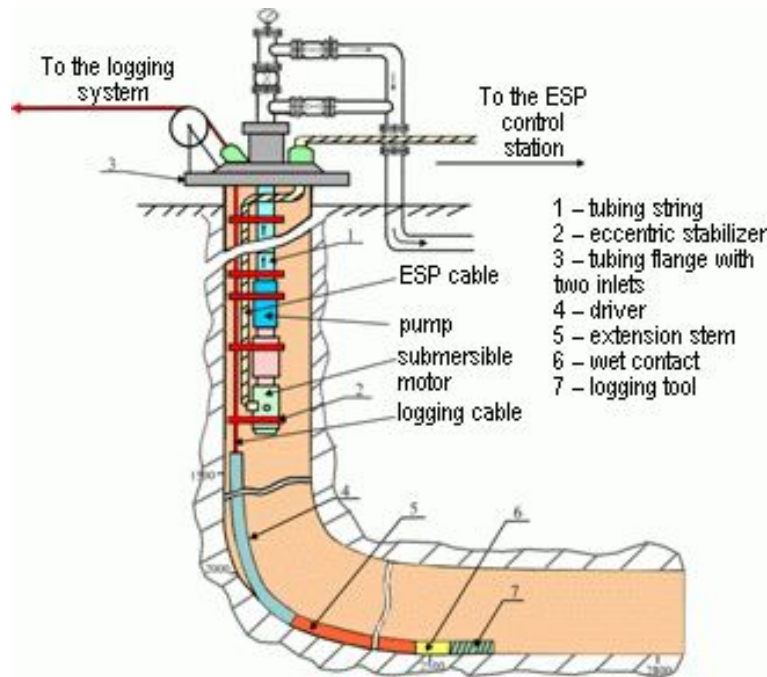


Fig. 3. Survey Diagram for Horizontal Wells Operated by Means of Electric Submersible Pumps

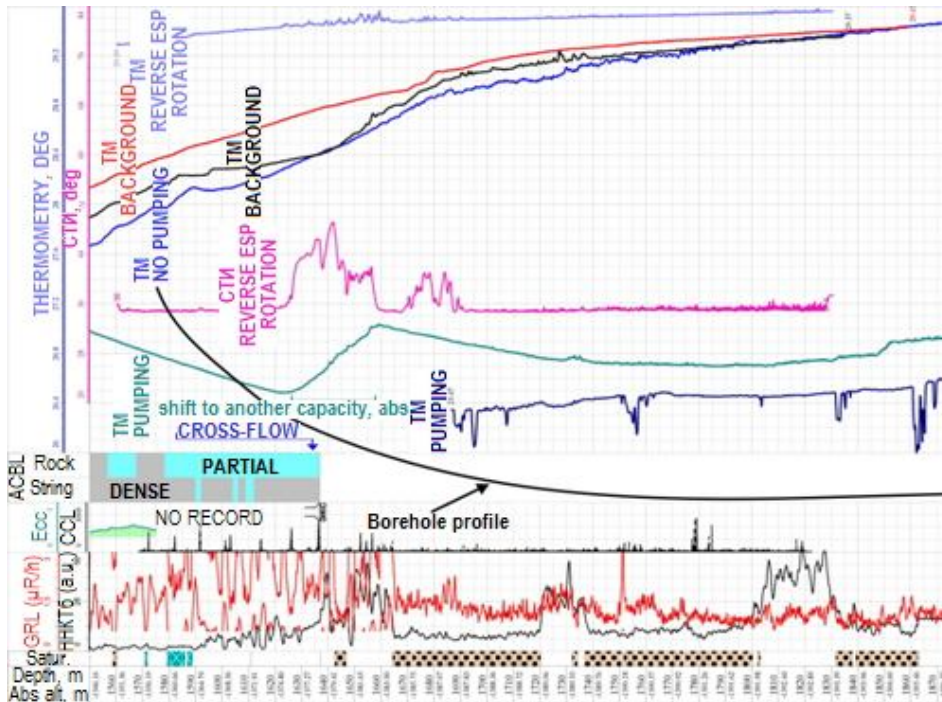


Fig. 4. Exemplary Interpretation of Survey Data Obtained for Well X1 under the Submersible Pump

The below-pump survey also preserves its advantages when Ларепаль-2005 is lowered under the lifting pipes and the well developed by swabbing. Such survey technique assumes survey combined with well swabbing which, beside increase in logging data meaningfulness, allows major speed-up of well break-in by combining the survey and the completion.

Fig. 5 gives an example of distribution (variation) of temperature fields obtained when horizontal well X2 was developed by swabbing, depending on controlled variation of drawdown values.

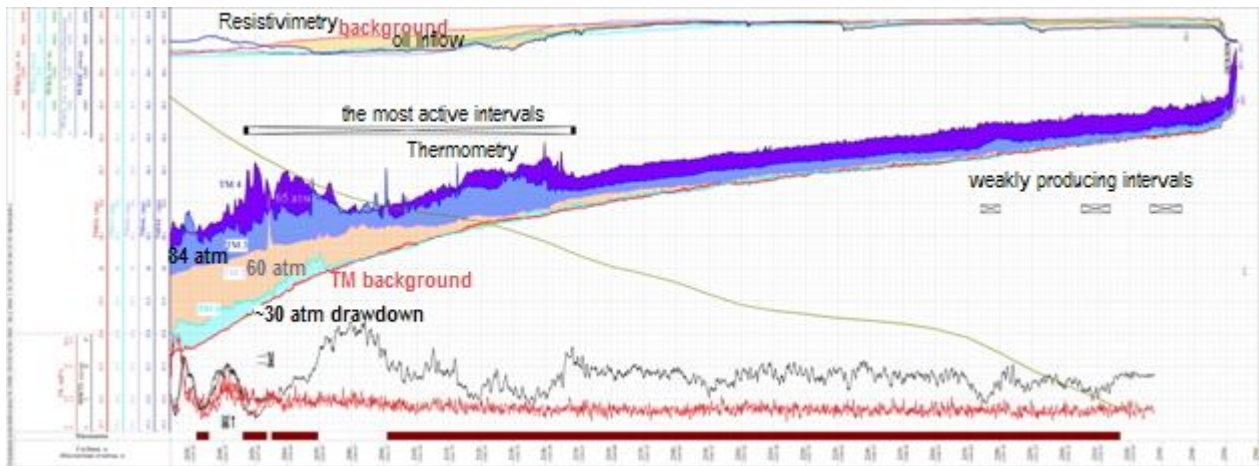


Fig. 5. Variation of Bore Temperature Fields Arising in Well X2 during Swabbing

As the drawdown values increased gradually, the oil-saturated seam areas got into operation accordingly. The diagram demonstrates an increase in throttling anomaly from the background thermometric curve (red) to TM1 (cyan) with pressure buildup of 3 MPa. As the drawdown increases to 6 MPa, throttling anomaly is seen to increase to values marked on TM3 (magenta), etc. The figure demonstrates that the highest production can be seen between 2048 and 2148 m, the rest of the wellbore showing low activity.

It should be noted that, during the first 4 operating hours of the well, the highest throttling anomalies arose opposite the reservoir areas that yield water which was absorbed by them mostly during well flushing ($T_1 - T_{\text{background}}$ = cyan fill). The second series of curves was recorded more than 12 hours after swabbing inflow stimulation was started. After this time, throttling anomalies also arose opposite oil-yielding reservoirs as demonstrated by resistivity.

The above survey techniques have such major advantage over compressor-aided completion that drawdown may be selected and controlled during well stimulation. This fact underlies the technique of survey and interpretation which was designed to identify points of water entry by thermometry, using the inversion effect and the Joule–Thomson effect [5].

In case of this effect, temperature of fluid which is yielded by a producing reservoir changes as follows:

$$\Delta T = (T_w - T_r) + \varepsilon_T \times (P_r - P_w),$$

where: T_w and T_r = fluid temperature at the well wall and inside the reservoir, P_r and P_w = pressure inside the reservoir and at the well wall, respectively, ε_T = effective throttling factor (Joule–Thomson factor).

Note that the above factors for oil and for water are two to three times different and amount to about 0.02 °C/at for water, 0.04 to 0.06 °C/at for oil, for gases it is negative and by an order of magnitude higher in terms of absolute value than for oil: $\varepsilon_T = - (0.3 \text{ to } 0.5) \text{ °C/at}$ [1].

In view of thermometry being the most reliable method, these laws can be used to separate oil-producing and water-producing intervals when removing fluid from wells.

Secondary Striking with Perforators Lowered under the Submersible Pump.

The technique with logging tools lowered under the downhole equipment developed further into drawdown perforation under the submersible pump. Such approach allows secondary striking that precludes additional killing of wells which, beside completion speed-up, increases their yields considerably.

Several commercial versions of perforation under the submersible pump have been developed, two of them are illustrated in Fig. 6; for the first operating pattern, see below.

The equipped perforator is located inside the well and tied in before the submersible pump is tripped in. After that, the electric submersible pump unit is lowered on tubing; simultaneously, special-purpose protective centralizers are installed on the tubing, the logging cable and the pump motor supply cable are located inside. Both cables are sealed inside the wellhead sealing unit at the production tree. On wells equipped with sucker-rod pumps, the sealing unit includes one gland inlet. Design depression values as monitored using the logging tool sensors are produced by pumping off the level. The logging tool with a cumulative perforator is positioned to adjust its tie-in; then, the perforator is actuated [6].

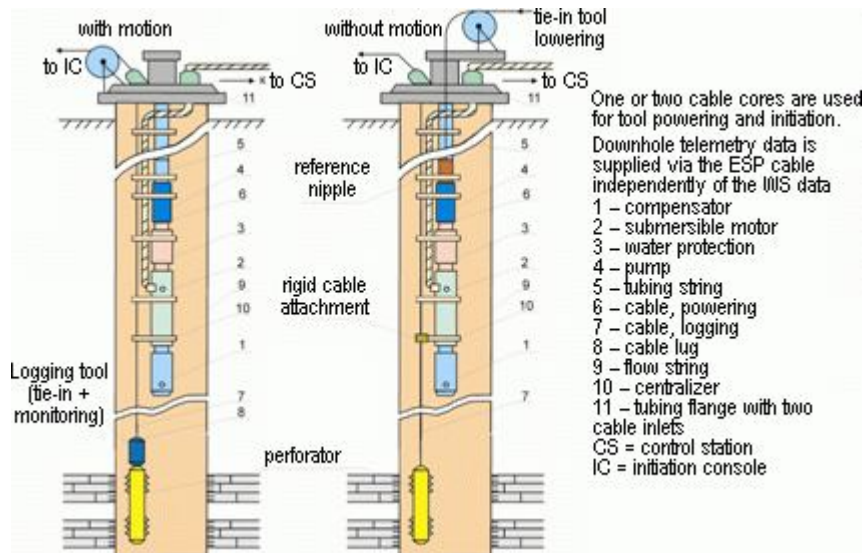


Fig. 6. Diagrams of Secondary Striking under the Submersible Pump

After all necessary tool-aided surveys are performed, the tool and the perforator body are positioned for the entire overhaul period outside the perforating interval, the logging cable fixed in the gland inlet, its surface section wound off the winch drum and located at the wellhead. If the pressure at the wellbottom and inside the reservoir, the current drawdown are to be monitored, the ground-based logging equipment is connected to the cable, and pressure and temperature measuring using the logging tool. To characterize the fluid and diagnose the flow string section during operation, a wellhead pulley is installed, the spare section of the logging cable wound onto the logging winch drum and the tool measurements performed using the depth function.

Such process for drawdown perforation under the submersible pump precludes the reservoir degradation in the critical area and facilitates decontamination of the perforations and of the reservoir.

Conclusions.

To perform an advanced survey set in difficult conditions of terrigenous sediments at drilling wells and in long horizontal wells, cable-based process systems for drill-pipe tripping of tools must be used. This will also allow to speed up the logging report preparation and decision-making concerning a well as compared to standalone systems.

Surveys in running horizontal wells equipped with liners including swelling casing packers and fracturing ports may be performed in integrated manner, using systems with a section of coiled tubing or of a rigid logging cable and Латераль-2007. Operating experience demonstrates that such equipment is much cheaper and more serviceable as compared to coiled tubing-based systems.

Notwithstanding limited capabilities of survey monitoring systems, new techniques (lowering under the pump and the lifting pipes, using the inversion effect and the Joule–Thomson effect) allow to analyze the fluid which enters a horizontal wellbore, find behind-the-casing flows, define producing intervals, etc.

Secondary striking under the submersible pump allows to preclude costly extra operations for killing and subsequent completion of wells, generate optimum drawdown for efficient decontamination of the perforations and of the critical reservoir area. Such perforation technique results in major speed-up of well completion and increase in yields as compared to conventional approaches.

References.

1. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. Geophysical and Hydrodynamic Control of Hydrocarbon Field Development. I. M. Gubkin RSU of Oil and Gas, 2006. 778 p.
2. Knyazev A.R., Savich A.D., Fokin A.P., Chernykh I.A. Wellhead Sealing: Technique and Device. Invention Patent No. 2357067, M., ROSPATENT, 2009.
3. Savich A.D., Chernykh I.A., Shumilov A.V. Horizontal Well Survey Enhancement: Geofizika, Moscow: EAGS. 2011. Iss. 5. P. 70-80.
4. Savich A.D., Shumilov A.V., Elkind S.Ya., Baldin A.V., Sementsov A.A., Pinchuk M.M. Tripping System for Logging Tool in Horizontal Wells. Utility Patent No. 55424, 2006.
5. Salnikova O.L. Technique for Identification of Water Trouble Sources in Horizontal Wells of Perm Territory. Karotazhnik, scientific and technical bulletin, No. 5 (215), Tver, 2012. P. 96-109.

6. Savich A.D., Chernykh I.A., Shadrinov A.A., Shumilov A.V. Device for Secondary Drawdown Striking with the Perforator Lowered under the Submersible Pump. Utility Patent Decision. M., ROSPATENT, 2014.

7. Khalilov D.G., Chukhlov A.S. Calculation for Tool Trip-In Forces at Horizontal Wells and Operating Axial Forces for Латераль-2007 Process System // Geology and Minerals of West Urals / Perm State National Research University. Perm, 2014. P. 155-158.

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА СКВАЖИН, ОБСАЖЕННЫХ МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ КОЛОННОЙ

Хусид М.Д., Кашик А.С., Книжнерман Л.А.

(ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», г. Москва, Россия)

Основная часть крупных российских нефтяных месторождений находится на поздней стадии разработки, поэтому исследование существующего фонда скважин для изучения релаксационных процессов углеводородов, выявление невыработанных или пропущенных продуктивных интервалов и вовлечение их в разработку является актуальной задачей.

После обсадки скважины металлическими колоннами изучение состояния эксплуатируемых интервалов сильно затрудняется. Кроме того, очень сложно находить пропущенные при бурении на целевой объект продуктивные интервалы и так называемые техногенные залежи.

Существует ряд способов наблюдения за изменениями параметров коллекторов во времени (методы нейтронного и гамма-каротажа, акустического каротажа, СО-каротажа и другие). Эти методы дороги и к тому же по эффективности уступают методам сопротивлений. Поэтому развитие и совершенствование методов и аппаратуры, позволяющих следить за изменением насыщенности различными флюидами (или газом) пластов-коллекторов через обсадную колонну, является перспективным. Создание таких методов и аппаратуры особенно важно, так как мониторинг поведения залежи в течение периода ее эксплуатации является основой оценки текущего коэффициента извлечения нефти (КИН).

Начиная с 1960-х годов, геофизиками предпринимаются попытки создания аппаратуры электрического каротажа обсаженных скважин (Л.М. Альпин, Н.И. Рыхлинский, А. С. Кашик, А. Кауфман и др.).

В настоящее время появились и находятся в состоянии производственного опробования ряд приборов оценки УЭС за колонной (ЭКОС (ООО НПП ГТ «Геофизика»), ИНТЕХ-НЭК (ООО «ИНТЕХ Внедрение»), Дивергентный каротаж (ООО НПП «ГЕРС»), CHFR-plus (Schlumberger) и др.).

Главным недостатком применяемой аппаратуры электрического каротажа скважин, обсаженных металлической колонной, является работа на малых сигналах (на уровне нановольтов и ниже), что на фоне многократно превышающего их уровня помех обуславливает:

- длительное время измерений в связи с необходимостью остановки прибора (поточечность измерений);
- низкий динамический диапазон измеряемых УЭС (до 100 Ом·м) [1-2].

С помощью проведенного в ОАО «ЦГЭ» математического моделирования нами установлено, что устранение этих недостатков возможно при выполнении следующих условий:

- увеличение числа измерительных электродов;
- внесение незначительных изменений в конструкции обсадных колонн;
- опробование возможности непрерывных измерений без остановки прибора.

Покажем эффективность внесения изменений в конструкцию обсадной колонны с целью повышения уровня измеряемых сигналов и подавления влияния помех при электрическом каротаже

скважин, обсаженных металлической колонной.

Для обеспечения повышения уровня измеряемых сигналов перед началом проведения работ по электрическому каротажу обсаженной скважины предлагается организовать один или более разрывов электрической связи между частью обсадной колонны в интервале проведения каротажа и другими частями колонны [3].

Так, например, при обустройстве скважины предлагается использовать обсадные свечи с заизолированными концами. Это может быть реализовано различными способами. Например, покрытием резьбы не проводящим электрический ток материалом). В уже существующих скважинах разрывы могут быть осуществлены путем вырезания колец в обсадной колонне и заполнения их диэлектрическим материалом в виде токонепроводящих или слабопроводящих составов на основе жидкого стекла, цемента, синтетических полимеров и т.п. (рис. 1, [3-4]).

Такая конструкция обсадной колонны позволяет уменьшить влияние ее длины на уровень сигналов при электрокаротаже.

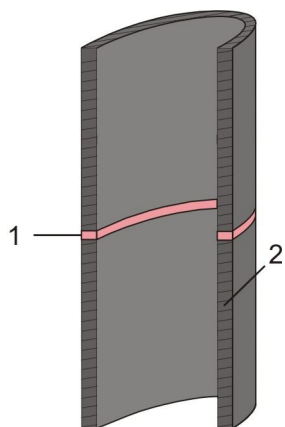


Рис. 1. Предлагаемая конструкция обсадной металлической колонны (в разрезе):

- 1 – токонепроводящая вставка,**
- 2 – труба обсадной колонны**

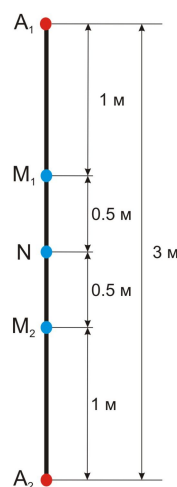


Рис. 2. Конструкция зонда типа КР-1

Покажем эффективность внесения изменений в конструкцию обсадной колонны на примере моделирования электрического каротажа обсаженной скважины.

Рассмотрим следующую ситуацию. Проводят электрический каротаж обсаженной нефтедобывающей скважины. Организуют разрыв электрической связи между частью обсадной колонны в интересующем нас интервале. Для этого вырезают часть трубы обсадной колонны, а в образовавшиеся кольца закачивают токонепроводящий материал. После этого в скважине, в короткой части трубы, проводят измерения зондом типа КР-1 [1, 2, 4] (рис. 2), состоящим из трех эквидистантных измерительных электродов и двух расположенных за пределами зоны измерительных электродов, симметрично относительно среднего измерительного электрода, токовых электродов.

Для математического моделирования выбраны следующие условия:

- ток питания зонда 1 А;
- колонна: диаметр 0.146 м, толщина стенки 0.01 м, УЭС $3.92 \cdot 10^{-7}$ Омм;
- сигналы рассчитаны для пластов неограниченной мощности с УЭС 1, 10, 100, 1000 Омм.

Результаты математического моделирования для потенциала колонны и его второй разности представлены на рис. 3, 4.

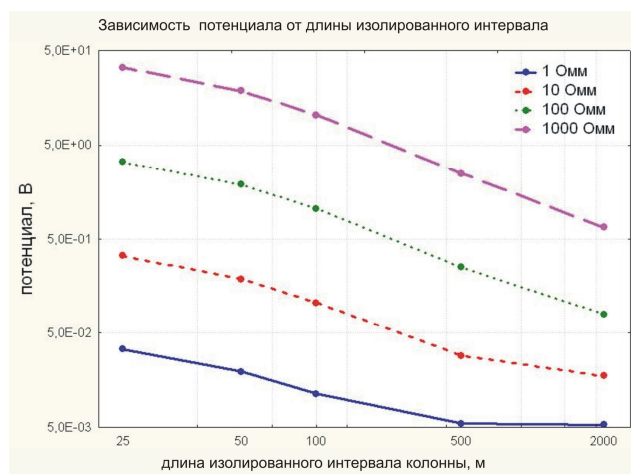


Рис. 3. Зависимость потенциала от расстояния между токонепроводящими вставками

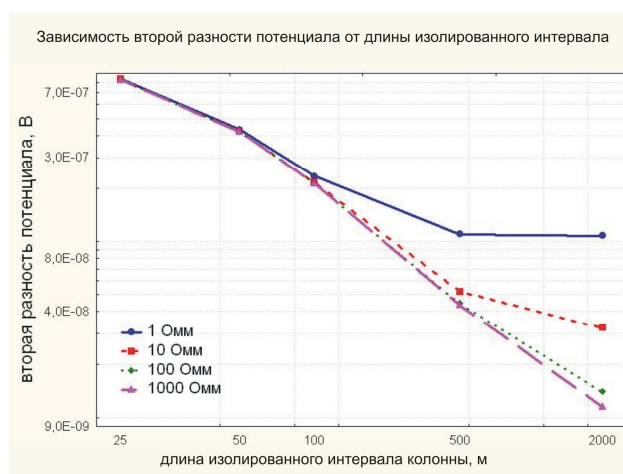


Рис. 4. Зависимость второй разности потенциала от расстояния между токонепроводящими вставками

Как видно из рис. 3, 4, при сокращении длины изолированного интервала, в котором производятся измерения, при одном и том же питающем токе значительно (на порядок и более) возрастают значения потенциала и его второй разности. Это делает результаты измерений более точными и достоверными, расширяет диапазон измеряемых УЭС пластов до 1000 Ом и более.

Отметим, что сильное влияние на результаты измерений электрического каротажа обсаженных скважин оказывают шумы, существующие на выходах измерительных датчиков. Покажем эффективность внесения изоляционных вставок в конструкцию обсадной колонны на примере следующей модели:

- ток питания колонны 1А;
- колонна: диаметр 0.146 м, толщина стенки 0.01 м, УЭС $3.92 \cdot 10^{-7}$ Ом·м;
- сигналы рассчитаны для пачки пластов, состоящей из вмещающих пород с УЭС 5 Ом и двух высокоомных пластов 100 и 1000 Ом мощностью по 3 м.

Расчеты проводились для двух конструкций обсадной колонны:

- колонна без изоляционных вставок;
- колонна с изоляционными вставками, ограничивающими исследуемый интервал (расстояние между токонепроводящими вставками 25 м).

При этом на «измеряемые» сигналы накладывался случайный шум с максимальной амплитудой 1, 5 и 9 нВ.

На рис. 5 представлены результаты моделирования: 1 – кривая УЭС в отсутствие шума, колонна без изоляционных вставок; 2 – зашумленная кривая УЭС, колонна без изоляционных вставок; 3 – кривая УЭС в отсутствие шума, колонна с изоляционными вставками; 4 – зашумленная кривая УЭС, колонна с изоляционными вставками.

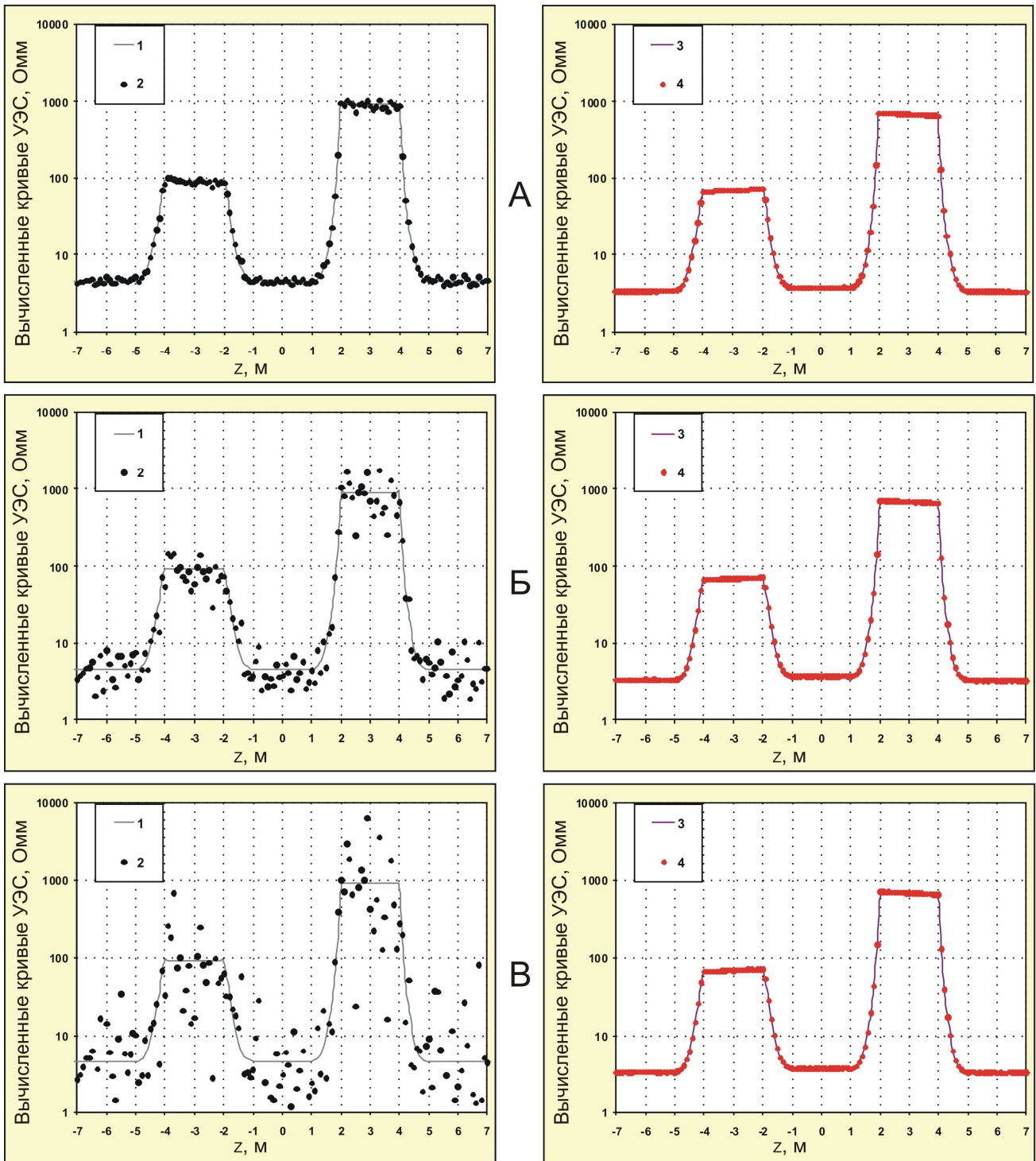


Рис. 5. Вычисленные кривые УЭС. Внутренние шумы измерительных датчиков с максимальной амплитудой: А – 1 нВ, Б – 5 нВ, В – 9 нВ

При наложении шума с максимальной амплитудой 1 нВ (рис. 5, А) кривая сопротивлений 2 отклоняется от первоначальной кривой 1, не загрязненной шумами, на 6.5 %, тогда как отклонение кривой 4 от первоначальной кривой 3, не загрязненной шумами, составляет 0.07 %.

При наложении шума с максимальной амплитудой 5 нВ (рис. 5, Б) кривая сопротивлений 2 отклоняется от первоначальной кривой 1, не загрязненной шумами, на 34 %, тогда как отклонение кривой 4 от первоначальной кривой 3, не загрязненной шумами, составляет 0.36 %.

При наложении шума с максимальной амплитудой 9 нВ (рис. 5, В) кривая сопротивлений 2 на

всем протяжении представляет хаотичный разброс значений, тогда как отклонение кривой 4 от первоначальной кривой 3, не загрязненной шумами, составляет 0.6 %.

Таким образом, наличие изоляционных вставок в конструкции колонны позволяет подавлять искажения, вызванные присутствием шумов, существующих на выходах измерительных датчиков.

Для увеличения скорости измерений при электрическом каротаже скважин, обсаженных металлической колонной, предлагается рассмотреть возможность создания неприжимной аппаратуры на основе зонда типа КР-1.

Неприжимной зонд типа КР-1 состоит из пяти металлических цилиндров, на которых расположены электроды, и четырех изоляторов, разделяющих металлические цилиндры (рис. 6).

Источники и приёмники являются идеальными кольцевыми, они помещены на поверхность металлических цилиндров, из которых состоит зонд.

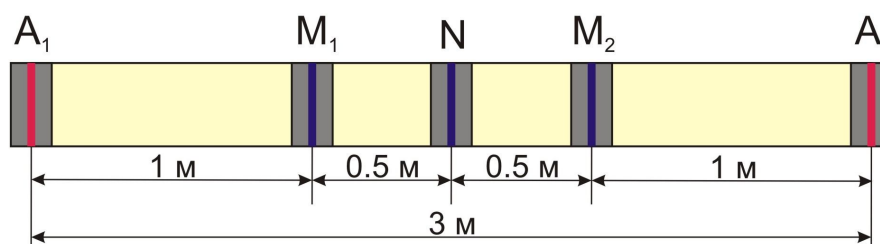


Рис. 6. Конструкция неприжимного зонда типа КР-1

Покажем эффективность применения зонда без прижима на примере следующей модели:

- диаметр цилиндров изменяется от 6 до 126 мм с шагом 10 мм;
- ток питания колонны 1А;
- колонна: диаметр 0.146 м, толщина стенки 0.01 м, УЭС $3.92 \cdot 10^{-7}$ Ом·м;
- сигналы рассчитаны для описанной выше модели с двумя высокоомными пластами.

На рис. 7-8 представлены результаты расчетов УЭС для модели с двумя плотными пластами.

Диаметр прибора изменяется от 6 до 126 мм с шагом 10 мм. УЭС бурового раствора 0.03, 1 Ом·м.

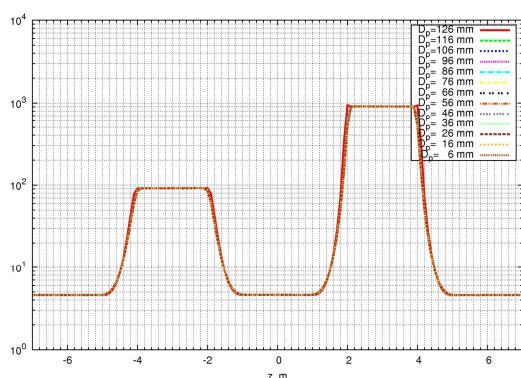


Рис. 7. Вычисленные кривые УЭС. Диаметр прибора изменяется от 6 до 126 мм с шагом 10 мм. УЭС бурового раствора 0.03 Ом·м

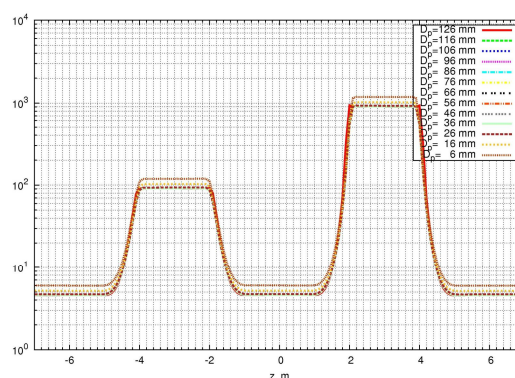


Рис. 8. Вычисленные кривые УЭС. Диаметр прибора изменяется от 6 до 126 мм с шагом 10 мм. УЭС бурового раствора 1 Ом·м

Как видно из рисунков, ни расстояние между прибором и внутренней стенкой обсадной колонны, ни УЭС бурового раствора не оказывают влияния на результаты измерений УЭС пластов за колонной.

Результаты численного моделирования показывают, что использование обсадной колонны с изоляционными вставками и разработка бесприжимной аппаратуры позволяют:

- повысить уровень измеряемых сигналов при проведении работ по электрическому каротажу обсаженных скважин, и как следствие повысить точность, достоверность результатов, а также диапазон измеряемых УЭС;

- проводить качественные измерения для определения текущего КИН;

- искать пропущенные и техногенные залежи углеводородов на поздних стадиях разработки месторождений;

- контролировать процесс релаксации нефтяных интервалов в давно простаивающих скважинах и законсервированных сильно обводненных месторождениях.

Предложенный способ изменения конструкции обсадной колонны и разработка бесприжимной аппаратуры позволят более рационально и полно использовать природные ресурсы без строительства новых скважин. Такие результаты достижимы при одновременных усилиях геофизиков и нефтяников.

Список использованных источников

1. Кашик А.С., Рыхлинский Н.И., Книжнерман Л.А. Электрический каротаж обсаженных нефтегазовых скважин. Сравнительный анализ российских и зарубежных зондов, технический отчет, М., Центральная геофизическая экспедиция, январь 2001 г., 101 с.

2. Степанов А.С. Электрический каротаж в скважинах, обсаженных стальной колонной: сравнение основных способов // Геофизика. – 2013. – №4. – с. 43-48.

3. Пат. 2354816 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/24. Скважина / Кашик А. С., Рыхлинский Н.И., Гогоненков Г.Н., Билибин С.И., Бандов В.П., Клепацкий А.Р., (РФ) – № 2008119116/03; заявл. 15.05.2008; опубл. 10.05.2009.

4. Пат. 2176802 Российская Федерация, МПК G 01 V 3/20. Способ электрического каротажа обсаженной скважины / Кашик А.С., Рыхлинский Н.И., Гогоненков Г.Н., Кривонос Р.И., Гарипов В.З. (РФ) – № 2007147359/28; заявл. 20.02.2001; опубл. 10.12.2001.

CURRENT SITUATION AND FUTURE PROSPECTS OF ELECTRICAL LOGGING IN WELLS, CASED WITH METAL COLUMN

Khusid M.D., Kashik A.S., Knizhnerman L.A.
(OAO «Central Geophysical Expedition», Moscow, Russia)

The main part of Russian large oil deposits are at a late stage of extraction. Therefore the exploration of existing wells in aim to research hydrocarbons' relaxation processes, detection non-depleted or skipped productive intervals, and their involvement in development is an urgent problem.

The research of exploited intervals' condition becomes highly problematic after a well has been cased with metal columns. In addition, it is very difficult to find productive intervals and the so-called technogenic reservoir, which have been missed during drilling to target.

There are several ways to monitor the changes of reservoir parameters in time (methods of neutron and gamma logging,

acoustic logging, CO-logging, etc.). These methods are expensive and also less effective than the resistivity methods. Therefore, the development and improvement of methods and equipment allowing to monitor changes of saturation of different fluids (or gas) reservoirs through the casing, is promising. The developing of such methods and equipment is extremely important as the monitoring of reservoir's conduct during the operation is the basis for the current oil recovery factor's (ORF) estimation.

Since the 1960's, geophysicists are making attempts to develop electrical logging equipment for cased wells (L. M. Alpin, N. I. Rykhlin, A. S. Kasik, A. Kaufman, and others).

The number of equipments aiming to estimate the resistivity behind the casing has recently appeared and is currently in the state of production testing (ECOS (LLC SPC GT "Geophysics"), INTECH-NEL (LLC "INTECH Vnedrenie"), Divergent logging (LLC SPC "GERS"), CHFR-plus (Sshlumberger) and others).

The main disadvantage of exploitation of the electrical logging equipment for wells cased with metal column is work with small signals (at nV-level and lower) that in situation of exceeding high-level noise causes the following:

- long time measurements because of the necessity of the unit's stoppage (pointwise measurements);
- the low dynamic range of the measured resistivity (100 Ohm-m) [1-2].

Using the mathematical modeling in JSC "CGE" we establish that the elimination of these disadvantages is possible within the implementation of the next steps:

- increasing the number of measuring electrodes;
- making negligible transformations in the casing's design;
- testing the possibility of continuous measurements without stopping the unit.

Let us show the effectiveness of transformations in the casing's design in order to increase the level of measured signals and suppress the noise influence on the electric logging of wells, cased with metal column.

Before starting work on electrical logging of cased well it is proposed to organize one or more breaks of electrical connection between the casing's part in the logging interval and other parts of the casing in order to increase the level of the measured signals [3].

For example, it is proposed to use casing with insulated ends during the well's arrangement (it can be realized in various ways, such as covering the thread with non-conducting material). In existing wells breaks can be made by cutting out rings in the casing and filling them with the dielectric material in the form of non-conducting or low-conducting compositions based on liquid glass, cement, synthetic polymers, etc. (Fig. 1, [3-4]).

Such casing's design allows to reduce the influence of its length on the level of the electrical logging signals.

Let us show the effectiveness of transformations in the casing's design on the example of modeling the electric logging of cased wells. We considered the following situation. The electrical logging of cased oil well is conducting. Breaks of the electrical connection between the parts of the casing are organized in certain interval. To do these breaks it is needed to cut the rings of the casing and fill them with non-conducting material. Thereafter the measurements are take place in the short part of the casing using the probe KR-1 (Fig. 2, [1, 2, 4]) consisting of three equidistant measuring electrodes and two current electrodes, which are located outside the measuring zone, symmetrically to the central measuring electrode.

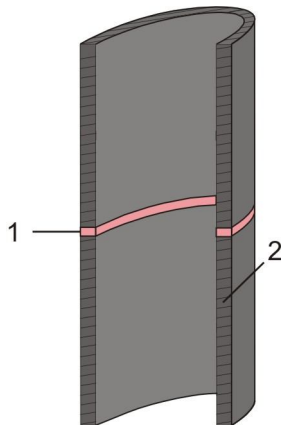


Fig. 1. The proposed design of casing metal sting (in section)

- 1 – non-conductive insertion,**
- 2 – the casing's pipe**

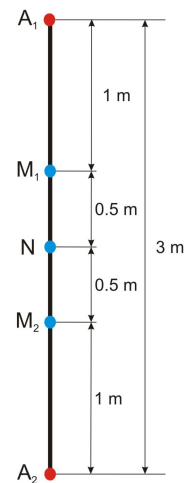


Fig. 2. The design of probe KR-1

The following conditions are selected for mathematical modeling:

- the probe's current is 1 A;
- column: diameter is 0.146 m, wall's thickness is 0.01 m, electrical resistivity is $3.92 \cdot 10^{-7}$ Ohm·m;
- signals are calculated for layers with unconfined thickness and electrical resistivity 1, 10, 100, 1000 Ohm·m.

The mathematical modeling results for the casing's potential and its second order difference are presented in Fig. 3-4.

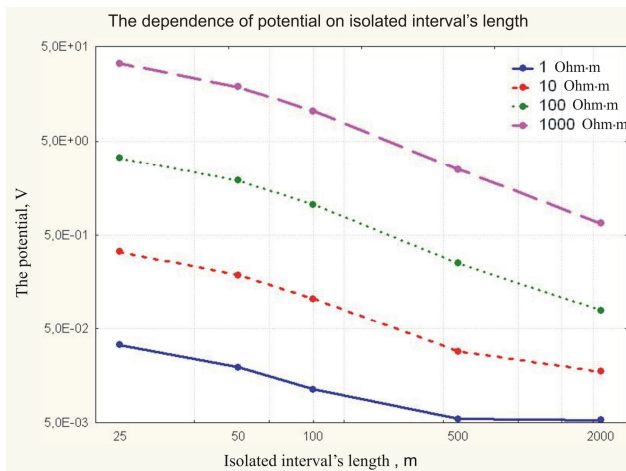


Fig. 3. The dependence of potential on the isolated interval's length

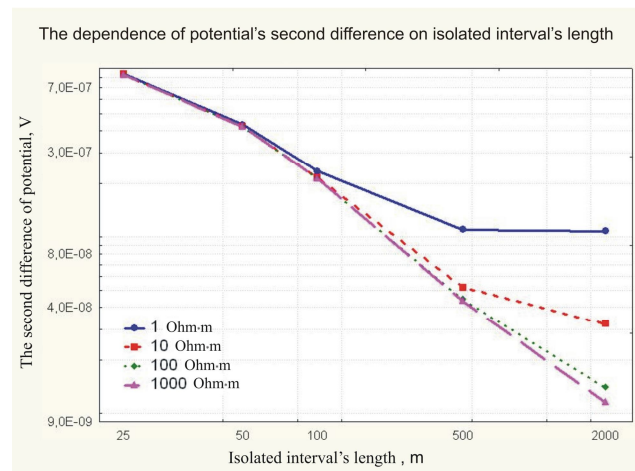


Fig. 4. The dependence of potential's second difference on the isolated interval's length

As we can see from the Figures, the values of potential and its second order difference increase significantly (by an order and more) via reducing the length of the isolated interval in which the measurements are made with the same current. It makes the measurements more accurate and reliable, extends the range of the measured resistivity of the layers up to 1000 Ohm·m and more.

It has to be noted that internal noise of the measuring sensors makes a strong influence on the measurement results of the electrical logging in cased wells. Let us show the effectiveness of making insulating inserts in the casing's design on the following model:

- the probe's current is 1 A;
- column: diameter is 0.146 m, wall's thickness is 0.01 m, electrical resistivity is $3.92 \cdot 10^{-7}$ Ohm·m;
- signals are calculated for model with country rock's resistivity 5 Ohm·m and two [high-ohmic](#) layers with thickness 3 m and resistivity 100, 1000 Ohm·m.

Calculations are carried out for two casing's designs:

- casing without insulation inserts;
- casing with insulating inserts, limiting the observable interval (the distance between the non-conducting inserts is 25 m).

Along with this, the random noise with maximum amplitude 1, 5 and 9 nV is applying to the "measured" signals.

The Figure 5 presents the simulation results: 1 - the resistivity curve without noise, the casing without insulation inserts; 2 - the "noisy" resistivity curve, the casing without insulation inserts; 3 - the resistivity curve without noise, the casing with insulation inserts; 4 - the "noisy" resistivity curve, the casing with insulation inserts.

When 1 nV amplitude noise is applying (Fig. 5, A) resistivity curve 2 deviates on 6.5 % from its original curve 1 without noise, whereas the curve's 4 deviation from its original curve 3 without noise is 0.07 %.

When 5 nV amplitude noise is applying (Fig. 5, B) resistivity curve 2 deviates on 34 % from its original curve 1 without noise, whereas the curve's 4 deviation from its original curve 3 without noise is 0.36 %.

When 9 nV amplitude noise is applying (Fig. 5, C) resistivity curve 2 is chaotic throughout the range of values, whereas the curve's 4 deviation from its original curve 3 without noise is 0.6 %.

Thus, the availability of insulated inserts in casing's design allows to suppress the distortion caused by the noise of the measuring sensors.

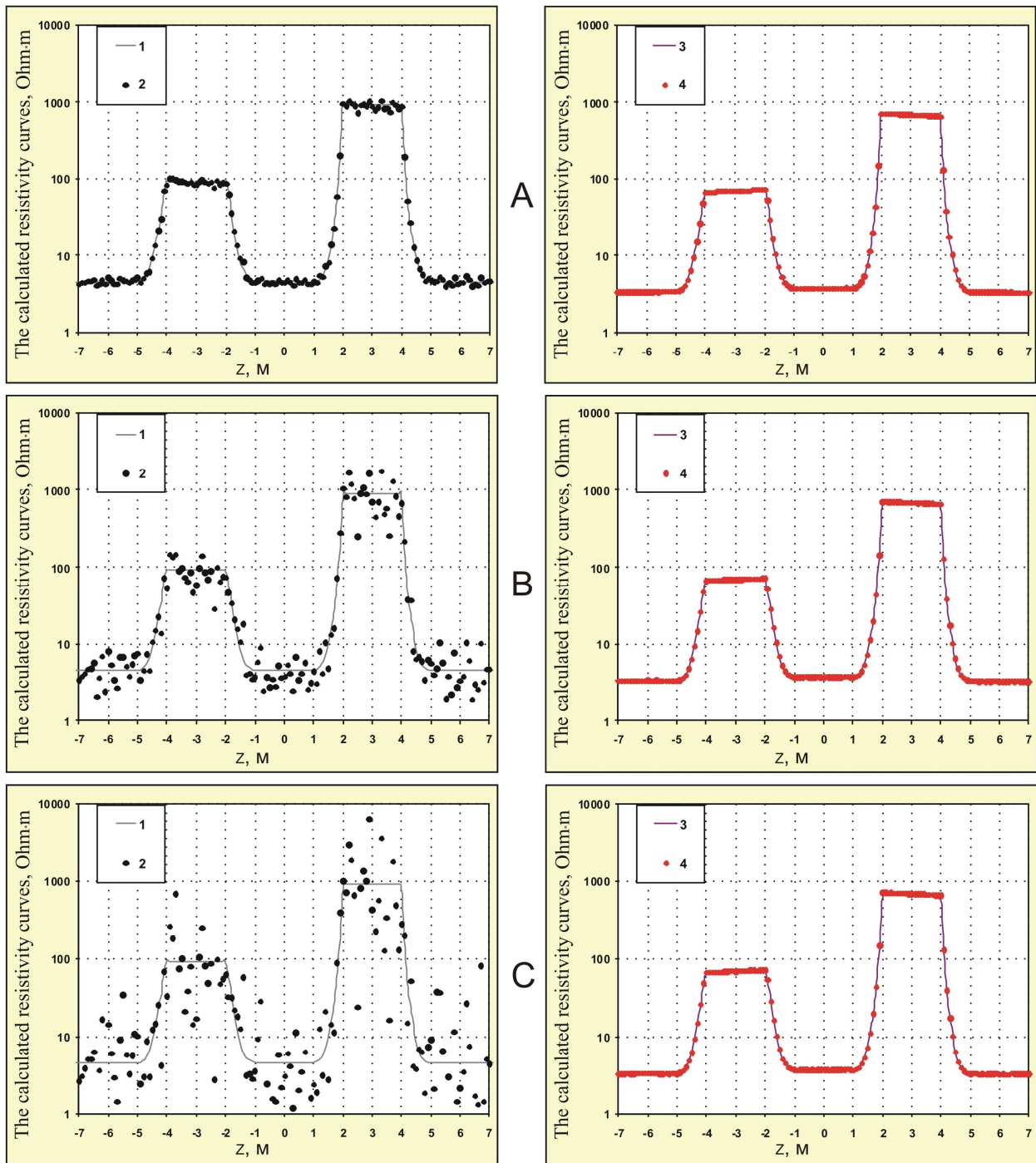


Fig. 5. The calculated resistivity curves. Internal noise of the measuring sensors with maximum amplitude: A – 1 nV, B – 5 nV, C – 9 nV

In order to increase the measurements' speed of electric logging in wells, cased with metal columns, it is proposed to consider the development of unclamping equipment on the basis of probe KR-1.

The unclamping probe KR-1 consists of five electrodes, which are presented by metal cylinders, and four isolators, separating these cylinders (Fig. 6).

The sources and receivers are ideal rings; they are placed on the surface of the metal cylinders that make up the probe.

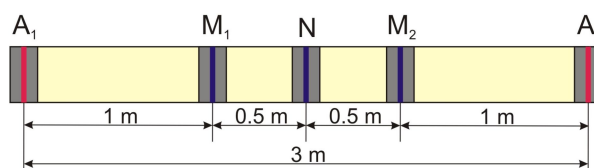


Fig. 6. The design of unclamping probe KR-1

Let us show the effectiveness of using the unclamping probe on the following model:

- the probe's current is 1 A;
- column: diameter is 0.146 m, wall's thickness is 0.01 m, electrical resistivity is $3.92 \cdot 10^{-7}$ Ohm·m;
- signals are calculated for the described above model with two high-ohmic layers.

The calculated resistivity curves for the model with two high-ohmic layers are presented in Fig. 7-8. Probe's diameter varies from 6 to 126 mm with 10 mm step. Drilling fluid's resistivity is 0.03 and 1 Ohm·m.

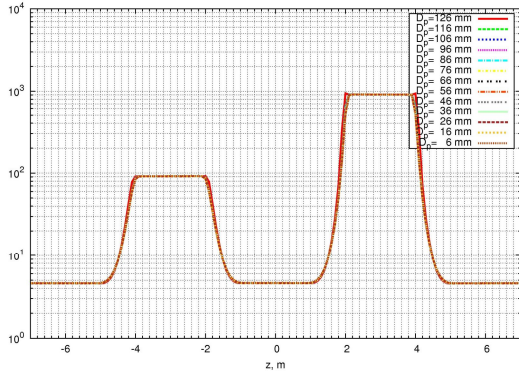


Fig. 7. The calculated resistivity curves. Probe's diameter varies from 6 to 126 mm with 10 mm step. Drilling fluid's resistivity is 0.03 Ohm·m

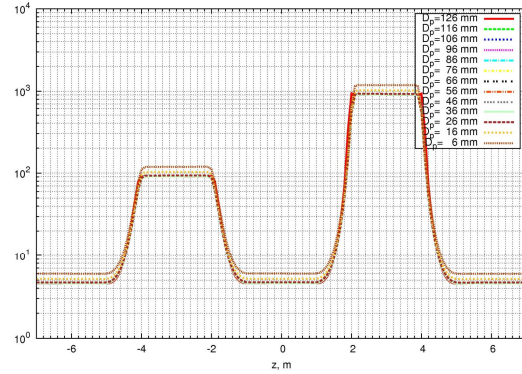


Fig. 8. The calculated resistivity curves. Probe's diameter varies from 6 to 126 mm with 10 mm step. Drilling fluid's resistivity is 1 Ohm·m

As we can see from the Figures, neither distance between probe and inner casing's wall nor drilling fluid's resistivity influence the result of resistivity measurements behind the casing.

The results of numerical simulations show that the use of the casing with insulating inserts and the development of unclamping equipment will allow:

- to raise the measured signal's level during electric logging of cased wells, and, as a consequence, to improve the accuracy, the reliability of the results, as well as the measured resistivity's range.
- to carry out high-quality measurements for determination of the current ORF,
- to search for missed and technogenic reservoirs at a late stages of the deposit's extraction;
- to monitor the relaxation process of oil intervals in not working for a long time wells and conserved heavily watered deposits.

The proposed method of casing's design modifications and the development of unclamping equipment will allow more rational and full use of natural resources avoiding new wells construction. These results can be achieved with simultaneous efforts of geophysicists and oil-industry professionals.

References

1. Kashik A. S., Rykhlin N. I., Knizhnerman L. A. The electrical logging of cased oil wells. Comparative analysis of Russian and foreign probes, technical report, M., Central geophysical expedition, January 2001, 101 p.
2. Stepanov A. S. The electrical logging of cased with steel column wells: comparison of main modes // Geophysics. – 2013. #4. – p. 43-48.
3. Patent 2354816 Russian Federation, MPK E 21 V 43/24. The Well / Kashik A. S., Rykhlin N. I., Gogonenkov G. N., Bilibin S. I., Bandov V. P., Klepatsky A. R. (RF) – #2008119116/03; 10.05.2009.
4. Patent 2176802 Russian Federation, MPK E 21 V 43/24. The method of electrical logging of cased well / Kashik A. S., Rykhlin N. I., Gogonenkov G. N., Krivosov R. I., Garipov V. Z. (RF) – #2007147359/28; 10.12.2001.

**ТРЕБОВАНИЯ К ЭТАЛОНАМ ЕДИНИЦ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН
ПРИ ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА**

*Лобанков В.М. (Уфимский государственный нефтяной
технический университет, г. Уфа, Россия)*

Измерения массы нефти и объема газа в залежи.

Геофизические исследования, выполняемые при поисках, разведке и разработке нефтегазовых месторождений непосредственно связаны с измерениями параметров пластов и скважин. Измерения занимают более 90% всех геофизических работ и являются сутью нефтегазовой геологии и геофизики. Поэтому основным видом продукции геофизического сервиса является измерительная информация как продукт совместной измерительной и метрологической деятельности. Цель измерительной деятельности - результат измерений параметров пластов и скважин в принятых единицах, а метрологической - воспроизведение этих единиц эталонами и их передача геофизической измерительной технике.

Объемный метод оценки извлекаемых запасов нефти основан на измерении геометрических размеров залежи (площади S и эффективной толщины $h_{эф}$), коэффициента общей пористости коллектора $k_{оп}$, коэффициента насыщения его нефтью k_n , коэффициента извлечения нефти из пласта $k_{ин}$ и параметра $k_{вну}$, учитывающего изменения объема нефти, перемещаемой из пластовых (естественных) условий в поверхностные (нормальные) условия.

Массу нефти $m_{ин}$, извлекаемую из пласта на земную поверхность, определяют (измеряют) косвенным методом через ее плотность $\rho_{нну}$ в нормальных условиях и её объем $V_{ин}$, который она принимает после её извлечения из продуктивной части пласта на земную поверхность, по формуле:

$$m_{од} = \rho_{ннс} \cdot V_{од}, \quad (1)$$

где объем извлекаемой на поверхность нефти определяют по формуле:

$$V_{од} = S_0 \cdot h_{эф} \cdot k_{тр} \cdot k_0 \cdot k_{од} \cdot k_{ннс} \quad (2)$$

Площадь нефтеносности S_n определяется на основе геометрических построений залежи в пределах внешнего контура нефтеносности на ее плане и по карте эффективных толщин части пласта, насыщенной нефтью. Относительная погрешность измерений параметра S_n для хорошо оконтуренной скважинами залежи не превышает $\pm 10\%$. При малом количестве пробуренных скважин сведения о площади залежи весьма приближенные и относительная погрешность может достигать $\pm 50\%$.

Плотность нефти в нормальных условиях $\rho_{нну}$ и параметр $k_{вну}$ определяют в лабораторных условиях с приемлемой погрешностью до $\pm 5\%$. Однако при этом требуются результаты скважинных измерений температуры нефтенасыщенного пласта и пластового давления, погрешность измерений которых сравнительно мала.

Эффективную толщину $h_{эф}$ нефтенасыщенной части пласта определяют по результатам скважинных измерений с использованием средств измерений глубины и каротажных диаграмм с относительной погрешностью до $\pm 5\%$ в зависимости от мощности пласта.

Точность измерения параметра $k_{ин}$ определяется точностью измерения коэффициентов

начальной и остаточной нефтенасыщенности пласта геофизическими методами.

Извлекаемые запасы газа оценивают также объемным методом или на основе измерения относительного изменения (падения) пластового давления в процессе добычи газа. Результаты скважинных измерений температуры газонасыщенного пласта и пластового давления имеют важное значение, поскольку непосредственно входят в формулу оценки запасов газа в залежи.

В итоге показатели точности оценки потенциально извлекаемых запасов нефти или газа из разведанного продуктивного пласта зависят главным образом от погрешности двух измеряемых геофизическими методами параметров: коэффициента общей пористости пласта $k_{оп}$ и коэффициента насыщения его нефтью k_n или коэффициента насыщения его газом k_g . Поэтому в дальнейшем будем рассматривать эталоны единиц только этих измеряемых параметров, не входящих в Международную систему единиц (SI).

Из общей теории измерений известно, что результат измерений любой измеряемой величины представляет собой интервал, в котором могло бы оказаться её истинное значение с заданной вероятностью [1, 4]. Следовательно, результат измерений коэффициента общей пористости пласта $k_{оп}$ должен быть представлен в виде [2, 3]:

$$k_{оп} = (k_{оп.изм} \pm \Delta_P) \cdot \%, \quad (3)$$

где $k_{оп}$ – измеряемая величина - истинное значение коэффициента общей пористости пласта; % – относительная единица этой величины; $k_{оп.изм}$ - измеренное значение коэффициента общей пористости пласта; $\pm \Delta_P$ - абсолютная погрешность измерений коэффициента общей пористости пласта при доверительной вероятности P .

Результаты измерений коэффициента нефтенасыщенности пласта k_n и газонасыщенности пласта k_g должны быть представлены в виде:

$$k_n = (k_{n.изм} \pm \Delta_P) \cdot \%, \quad (4)$$

$$k_g = (k_{g.изм} \pm \Delta_P) \cdot \%, \quad (5)$$

где k_n и k_g – измеряемые величины - истинные значения коэффициентов нефтенасыщенности и газонасыщенности пласта; $k_{n.изм}$ и $k_{g.изм}$ - измеренные значения коэффициентов нефтенасыщенности и газонасыщенности пласта; $\pm \Delta_P$ - абсолютная погрешность измерений этих коэффициентов при доверительной вероятности P .

Для индивидуально градуируемой скважинной аппаратуры её погрешность определяется преимущественно погрешностью применяемых эталонов. Требования к этим метрологическим характеристикам должны быть научно обоснованы. Условия передачи единиц измеряемых геофизических величин скважинной аппаратуре, основанной на разных физических принципах, должны быть близки к типовым скважинным (пластовым) условиям.

Требования к эталонам пористости пласта.

Главным требованием к скважинным измерениям коэффициента общей пористости пласта, с нормируемыми показателями точности является соответствие условий измерений и условий передачи единицы коэффициента пористости скважинной аппаратуре от эталонов пористости в пределах допускаемой погрешности.

Коэффициент общей пористости одного и того же пласта измеряют разными методами: электрическим; акустическим; нейтронным; гамма-гамма-методом. Наилучшие возможности по

показателям точности измерений имеют методы ядерной геофизики - нейтронный (НК) и плотностной (ГГК). Однако это справедливо только при соблюдении указанного выше главного требования – соответствия условий измерений условиям градуировки аппаратуры.

Эталоны пористости для ядерно-геофизической аппаратуры должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) воспроизводить в нормальных климатических условиях не менее трех значений коэффициента пористости в области низких значений (от 0 до 15%) и не менее трех значений коэффициента пористости в области высоких значений (от 16% до 40%) для фиксированных типовых геолого-технических условий;

2) твердая фаза вещества-носителя свойств эталона должна соответствовать чистому песчаннику, или кальциту, или доломиту;

3) поровое пространство должно быть полностью заполнено либо водой с известной степенью минерализации (хлоросодержания), либо нефтью (дизельным топливом), либо газом;

4) диаметр скважины должен соответствовать номинальному диаметру долота бурового инструмента, использованного при бурении исследуемой скважины;

5) химический состав жидкости в скважине эталона должен соответствовать химическому составу бурового раствора, использованного при бурении исследуемой скважины;

6) эталон пористости для аппаратуры нейтронного каротажа не должен содержать химических элементов с аномальным сечением захвата нейтронов;

7) при выполнении измерения аппаратурой НК через обсадную колонну эталон должен воспроизводить параметры колонны и цемента в затрубном пространстве близкие к параметрам, соответствующим реальным условиям измерений в скважинах.

Соответственно все указанные требования должны быть отражены в сертификате о калибровке скважинной аппаратуры, а также о месте ее размещения в скважине эталона.

В России первые образцы пористости для аппаратуры НК появились в 1956 г., а первые государственные эталоны пористости водонасыщенного кальцитового пласта, пересеченного скважиной диаметром (196 ± 1) мм, с нулевым хлоросодержанием в пласте и скважине были построены в 1980 г. в виде стандартных образцов состава и свойств горных пород, пресеченных скважиной. Они воспроизводили единицу коэффициента пористости водонасыщенного пласта только для указанных фиксированных условий. Для других геолого-технических условий нужны были другие эталоны единицы коэффициента общей пористости. Позднее был создан комплекс из 24 эталонов пористости и плотности песчаных и кальцитовых водонасыщенных и газонасыщенных пород, пересеченных скважинами диаметром (124 ± 1) мм, (156 ± 1) мм, (216 ± 1) мм и (295 ± 1) мм, в том числе с минерализацией (150 ± 2) г/л и (200 ± 2) г/л, содержание хлора в скважине нулевое. Строительство эталонов пористости водонасыщенных доломитовых пластов пока не завершено.

Требования к эталонам нефтенасыщенности пласта.

Требование соответствия условий измерений и условий передачи единицы коэффициента нефтенасыщенности от эталонов скважинной аппаратуре электрического и кислород-углеродного каротажа является важным как общее требование к любой измеряемой величине с использованием скважинной аппаратуры.

Эталоны нефтенасыщенности для ядерно-геофизической аппаратуры должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- 1) воспроизводить в нормальных климатических условиях не менее пяти значений коэффициента нефтенасыщенности в диапазоне от 0% до 100% для фиксированных типовых геолого-технических условий;
- 2) твердая фаза вещества-носителя свойств эталона должна соответствовать чистому песчанику, или кальциту, или доломиту;
- 3) поровое пространство эталона, воспроизводящего коэффициент нефтенасыщенности более 0 и менее 100%, должно быть полностью заполнено стабильной водонефтяной эмульсией;
- 4) диаметр скважины должен соответствовать её номинальному диаметру;
- 5) химический состав жидкости в скважине эталона должен соответствовать химическому составу бурового раствора;
- 6) эталон не должен содержать химических элементов с аномальным сечением захвата нейтронов;
- 7) при выполнении измерения аппаратурой НК через обсадную колонну эталон должен воспроизводить параметры колонны и цемента в затрубном пространстве близкие к параметрам, соответствующим реальным условиям измерений в скважинах.

Эталоны нефтенасыщенности для аппаратуры индукционного каротажа должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- 1) воспроизводить в нормальных климатических условиях не менее пяти значений коэффициента нефтенасыщенности в диапазоне от 5% до 90% для фиксированных типовых геолого-технических условий;
- 2) поровое пространство должно быть полностью заполнено стабильной водонефтяной эмульсией;
- 3) диаметр скважины должен соответствовать её номинальному диаметру;
- 4) удельная электрическая проводимость жидкости в скважине эталона должна соответствовать удельной электрической проводимости бурового раствора;
- 5) диаметр эталона должен быть таким, чтобы влияние его ограниченных размеров не вызывало существенной погрешности воспроизведения удельной электрической проводимости пласта.

В России первые эталоны пористости нефтенасыщенного песчаного пласта, пересеченного скважиной диаметром (216 ± 1) мм, с нулевым хлорсодержанием в скважине были построены в 2000 г. в виде стандартных образцов состава и свойств горных пород. Они воспроизводили для аппаратуры НК коэффициент нефтенасыщенности песчаного пласта 100%. Другие эталоны нефтенасыщенности для измерения коэффициента текущей и остаточной нефтенасыщенности находятся в разработке.

Создание эталонов трещинного типа пористости вызывает существенные трудности и находится в стадии научного поиска.

Выводы.

1. Оценка запасов нефти и газа геофизическими методами связана с осуществлением одновременно измерительной и метрологической деятельности. Первая выполняется с целью получения результатов измерений параметров пластов, а вторая – с целью обеспечения единства и требуемой точности измерений параметров пластов геофизическими методами.
2. Метрологическая деятельность в геофизике включает научное обоснование, создание и хранение первичных эталонов единиц геофизических величин и передачу этих единиц скважинной

геофизической аппаратуре через калибровку и поверку применительно к типовым геолого-техническим условиям.

3. «Подсчет» извлекаемых запасов нефти или газа на любом месторождении фактически является косвенным измерением массы нефти или объема газа на основе измерений площади залежи, эффективной толщины пласта, коэффициента общей пористости пласта, коэффициентов его нефтенасыщенности или газонасыщенности, коэффициента извлечения нефти (КИН) или газа (КИГ).

4. Условия скважинных измерений коэффициента пористости пластов должны быть максимально приближены к условиям передачи единиц ядерно-геофизической аппаратуре (НК и ГГК) от эталонов. Эталонов пористости должно быть много и они должны создаваться применительно к разным типовым скважинным условиям в зависимости от номинального диаметра скважины, минералогического состава пласта (песчаник, кальцит, доломит) и от вещества-заполнителя порового пространства (вода разной степени минерализации, нефть, газ, глина разного химического состава). Эталоны пористости должны быть едиными для разных методов измерений, включая нейтронный и гамма-гамма метод.

5. Условия скважинных измерений коэффициента нефтенасыщенности (газонасыщенности) пластов должны быть максимально приближены к условиям передачи единиц скважинной аппаратуре от эталонов единиц измеряемых величин. Эталоны нефтенасыщенности и газонасыщенности пластов с разными значениями коэффициента общей пористости для ядерно-геофизической аппаратуры должны позволять строить градуировочные характеристики аппаратуры в виде функции двух переменных относительного выходного сигнала и коэффициента общей пористости.

6. Наличие эталонов пористости, нефтенасыщенности и газонасыщенности определяет область технической компетентности геофизической компании при оказании измерительных геофизических услуг для оценки запасов нефти и газа, а также при измерении коэффициента текущей и остаточной нефтенасыщенности в процессе выработки пласта.

Список использованных источников

- 1 Кузнецов В.А., Исаев Л.К., Шайко И.А. Метрология. - М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005.-300с.
2. Лобанков В.М. Основы метрологии геофизических измерений/ Учебное пособие.-Уфа.-"Новый стиль".-2011.-144 с.
3. Лобанков В.М. О цели и результате измерений// Законодательная и прикладная метрология.-2010.-№ 6.с 9-14.
4. Taylor, John R. An introduction to error analysis. The study of uncertainties in physical measurements/ Second edition.-University Science Book.-Sausalito, California.-1997.

REQUIREMENTS TO MEASUREMENT STANDARDS OF GEOPHYSICAL UNIT IN OIL AND GAS RESERVES EVALUATING

V. Lobankov (State Petroleum Technological University, Ufa, Russia)

Mass measurement of oil and gas volume in the reservoir.

Geophysical surveys performed for search, exploration and development of oil and gas fields directly related to measurements of layers and wells parameters. Measurements are more than 90% of all geophysical works and are the essence of

petroleum geology and geophysics. Therefore, the main product of the geophysical service is the measuring information as a product of a joint measurement and metrology activity.

The purpose of measuring activity is the result of a measurement of layers and wells parameters in the units, and metrology - reproduction of these units by measurement standards (references) and the transfer them to the geophysical measuring tools.

Volume method of estimating reserves of derived oil is based on measurement of geometrical sizes of deposit (the square S and effective thickness h_{ef}), the total porosity coefficient (k_{tp}), the oil saturation coefficient (k_o) of the reservoir, the derived oil coefficient (k_{od}) and the coefficient k_{vnc} that takes changing of the volume of oil transported from the reservoir (natural) conditions to surface (normal) conditions.

The oil mass (m_{od}) derived from the reservoir to the Earth's surface is defined (measured) by indirect method through oil density (ρ_{onc}) under normal conditions, and its volume V_{od} , which it takes after its removal from the productive portion of the layer on the Earth's surface, according to the formula:

$$m_{od} = \rho_{onc} \cdot V_{od} \quad (1)$$

The derived oil volume is determined by the formula

$$V_{od} = S_o \cdot h_{ef} \cdot k_{tp} \cdot k_o \cdot k_{od} \cdot k_{vnc} \quad (2)$$

The oil layer square (S_o) is determined on the basis of the bed geometric constructions within the external contour of oil on its plan and map of effective thickness of oil-saturated reservoir.

Relative measurement error of the parameter S_o for a well contoured wells deposits does not exceed $\pm 10\%$. A relative error can reach $\pm 50\%$ if few wells are drilled and deposit's information is very approximate.

The oil density under normal conditions ρ_{onc} and the coefficient k_{vnc} are determined in the laboratory with an acceptable error $\pm 5\%$. However, it requires the results of borehole temperature measurements of the oil saturated reservoir and pressure measurements, which have comparatively small errors.

The effective thickness of the reservoir (h_{ef}) is defined based by borehole measurements using measuring depth and well log diagrams with a relative error $\pm 5\%$ depending on the layer thickness.

The measurement accuracy (k_{od}) is determined by the accuracy of the initial and residual oil saturated layer coefficients using geophysical methods.

Gas derived reserves are estimated by volumetric method or also on the basis of measurements of the relative change (drop) reservoir pressure in process of gas production. Results of borehole temperature measurements of reservoir and of the reservoir pressure are important because this parameters are directly included in the formula for estimating gas reserves in deposits.

The accuracy evaluation of potentially derived reserves of oil or gas from the explored the reservoir depends mainly on the error of two parameters measured by geophysical methods: the total porosity coefficient of reservoir (k_{tp}) and the coefficient of oil saturation (k_o) and the coefficient of gas saturation (k_g). Therefore, in the future we will consider units of measurement standards only this measurement parameters outside the International System of Units (SI).

Of the general theory of measurement it is known that the result of any measured quantity is an interval in which it might be her true value with a specified probability [1, 4]. Consequently, the result of measuring the total porosity of the reservoir must be represented as [2, 3]:

$$k_{tp} = (k_{tp,m} \pm \Delta_P) \cdot \%, \quad (3)$$

k_{tp} -measured value - true value of total porosity of the formation; % - relative unit of this value; $k_{tp,m}$ - measured value of the formation total porosity coefficient (measurand); $\pm \Delta_P$ the absolute error of a measurement of the reservoir total porosity with given probability P .

The results of measurements of the reservoir oil saturation coefficient (k_o) and the reservoir oil saturation coefficient (k_o) should be presented in the form of:

$$k_o = (k_{o,m} \pm \Delta_P) \cdot \%, \quad (4)$$

$$k_g = (k_{g,m} \pm \Delta_P) \cdot \%, \quad (5)$$

k_o and k_g - measured values - true values of the coefficients of oil and gas saturation of the reservoir; $k_{o,m}$ and $k_{g,m}$ - are measured values of oil saturation coefficient and gas saturation coefficient (measurand); $\pm \Delta_P$ - the absolute error of measurement of these factors with given probability P .

The accuracy of individually calibrated logging tools is defined predominantly by error of measurement standards.

Requirements for their metrological characteristics should be scientifically based. Conditions of transfer of units of the measured values to borehole geophysical equipment based on different physical principles must be closed to typical well (layer) conditions.

Requirements for measurement standards of porosity.

The main requirement to borehole measurements of formation total porosity with limited accuracy is conformity the measurement conditions to the conditions of transfer of porosity units to borehole instrument from measurement standards of porosity with permissible errors.

Ratio of total porosity of the same formation measure using different methods: electric; acoustic; neutron; gamma-gamma method. Methods of nuclear geophysics of logging - neutron (NL) and density (GGL) have the best opportunity in terms of accuracy of measurement. However, this is true only if the specified above the main requirement is the conformity (suitability) of the conditions of logging measurement to conditions for logging tools calibration.

Porosity standards for nuclear-geophysical equipment must meet the following basic requirements:

1. they must reproduce in normal conditions at least for three values of porosity (from 0 to 15%) of low values and at least three values of porosity (from 16% to 40%) in high values for fixed typical geological and technical conditions;
2. solid phase of material carried properties of a reference must be conform the pure sandstone, or calcite, or dolomite;
3. pore space must be completely filled with pure water ore water with a mineralization (with chlorine) or oil (diesel fuel), or gas;
4. the diameter of the borehole in porosity standards should be conform the nominal diameter of the bit drilling tool used in drilling of wells;
5. the chemical composition of the fluid in the reference borehole must be conform the chemical composition of drilling mud used in drilling the wells;
6. the standard for neutron porosity logging must not contain elements with anomalous neutron capture cross-section;
7. if the neutron logging tool is used through casing the reference must reproduce parameters of column and cement close to parameters corresponding to real measurements in wells.

Accordingly, all these requirements should be included in the certificate of calibration of the logging equipment, as well as the information about tool location in the borehole of measurement standard.

In Russia the first samples of porosity for neutron logging equipment appeared in 1956. The first national standards the porosity of water saturated calcite layers, crossed the well with diameter (196 ± 1) mm, without chlorine in the layer and the well were built in 1980 as the references of composition and properties of rock crossed by wells. They reproduced unit of the porosity coefficient of water saturated layer only for specified fixed conditions. For other geotechnical conditions were needed other standards of total porosity units. Later was created a complex of 24 references of porosity and density of sand and calcite saturated by water, crossed by wells having diameters (124 ± 1) mm (156 ± 1) mm, (216 ± 1) mm, (295 ± 1) mm, including salinity (150 ± 2) g/l (200 ± 2) g/l, chlorine in the well - null. The porosity water and oil saturated references of dolomite are not yet constructed.

The requirements for measurement standards of oil saturation.

The requirement of conformity measurement conditions and the conditions of transfer of units of oil saturation coefficient from measurement standards to electric and oxygen-carbon logging tools is important as a general requirement for any measured value using logging equipment.

References of oil saturation for the nuclear geophysical equipment must meet the following basic requirements:

1. they must reproduce in normal conditions at least five oil saturation ratio values ranging from 0% to 100% for the fixed typical geological and technical conditions;
2. solid phase of material carried properties of a reference must be conform the pure sandstone, or calcite, or dolomite;
3. pore space of measurement standard reproducing oil saturation ratio more than 0 and less than 100% must be completely filled with stable water-oil emulsion;
4. the diameter of the hole should be conform the nominal diameter of drilling bit;
5. the chemical composition of the fluid in the borehole reference must be conform the chemical composition of drilling mud;
6. the reference must not contain elements with anomalous neutron capture cross-section;
7. if the neutron logging tool is used through casing the reference must reproduce parameters of column and cement close to parameters corresponding to real measurements in wells.

Standards oil saturation for induction logging equipment must meet the following basic requirements:

1. to reproduce in normal conditions at least five oil saturation ratio values ranging from 5% to 90% for fixed typical geotechnical conditions;
2. the pore space must be completely filled with stable water-oil emulsion;
3. the diameter of the hole should be conform the nominal diameter;

4. specific electric conductivity fluid in the borehole reference should correspond to the conductivity of the drilling fluid;
5. the diameter of the standard must be such that the influence of its limited size did not cause substantial errors in reproducing formation conductivity.

In Russia the first references of porosity sandy oil saturated formation, crossed the well diameter (216 ± 1) mm with zero chlorine in wells were built in 2000 as reference materials of rock composition and properties. They reproduce for the neutron log equipment rate of oil saturation sandy layer of 100%. Other references for the reproducing oil saturation for measurement of a current and residual oil saturation are in development. Establishment of standards of crack type of porosity causes significant difficulties and is in the process of scientific inquiry.

Conclusion.

1. Estimating of petroleum and gas reserves by geophysical methods related to simultaneously measuring and metrological activity. The first is to obtain the result of layer parameters measurements, and the second is to ensure the unity and the required accuracy of geophysical measurements.

2. The metrological activity in geophysics includes the scientific substantiation, creation and storage of primary units standards for geophysical measurements and transmit these units to borehole geophysical equipment through the calibration and verification in the typical geotechnical conditions.

3. "Counting" derived reserves of oil or gas on any field is actually an indirect measurement of oil mass or gas volume in layers by measuring its square, the effective reservoir thickness, coefficient of total porosity, the coefficients of the oil or gas saturation, the oil derived factor or gas derived factor.

4. Conditions of borehole measuring the reservoir porosity ratio should be as close as possible to the conditions of transfer units from measurement standards to nuclear geophysical tools (NL and GGL). Measurement standards of porosity should be many. They need to be created for different typical borehole conditions depending on nominal diameter wells, mineralogical composition formation (sandstone, calcite, dolomite) and from the substance in the pore space (the water of varying degrees of salinity, oil, gas, clay of varying chemical composition). Porosity standards should be the same for different measurement techniques, including neutron and gamma-gamma method.

5. Conditions of borehole measurements of oil (gas) saturation ratio must be as close as possible to the conditions of transfer units to borehole instrumentation from references of measured values units. Standards of oil and gas saturation of formations with different values for the total porosity coefficient for the nuclear geophysical equipment must be able to build the calibration characteristics as a function of two variables - of relative output signal and total porosity ratio.

6. The presence of porosity and oil and gas saturation references defines the technical competence area of the geophysical company for measuring geophysical services to the oil and gas reserve estimates, as well as in the measurement of current and residual oil saturation in reservoir.

References

- 1 Kuznetsov V.A., Isaev L.K., Shaiko I.A. Metrology. -Moskow: Federal State Unitary Enterprise «Standartinform», 2005. -300p.
2. Lobankov V.M. Fundamentals of metrology of geophysical measurements/Manual.-Ufa- "New style". -2011. -144 p.
3. Lobankov V.M. About the purpose and result of measurements//Legal and applied metrology. -2010.-No 6.,p 9-14.
4. Taylor, John R. An introduction to error analysis. The study of uncertainties in physical measurements/ Second edition.- University Science Book.-Sausalito, California.-1997.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ МОНИТОРИНГА СКВАЖИН ПХГ БЕЗ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

*Даниленко В.Н., Потапов А.П., Гулимов А.В., Борисова Л.К., Борисов В.И.,
Кондрашов А.В., Крысов А.А., Мамлеев Т.С., Куйбышев Р.Р., Лысенков А.И., Даниленко В.В.
(ОАО НПП «ВНИИГИС», ЗАО НПФ «ГИТАС», г. Октябрьский, Россия)*

Обеспечение безопасной и экономически оправданной эксплуатации подземных газохранилищ является одной из приоритетных стратегических задач ОАО «Газпром», от решения которой зависит надежность поставок природного газа потребителям и обеспечение требуемого уровня энергобезопасности России. В отличие от природных газовых месторождений, режимы эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) характеризуются циклическими нагрузками амплитудой до 18 МПа. Данная особенность и переменные термобарические условия работы ПХГ определяют повышенное внимание к безопасности их эксплуатации, для обеспечения которой необходимо в первую очередь контролировать техническое состояние скважин ПХГ и оценивать их остаточный ресурс. При этом, учитывая большое число скважин, нуждающихся в диагностике (более 2000 ед., рис. 1), и недопустимость нарушения режимов работы ПХГ, особенно в период отбора газа, требуется проводить диагностические операции в кратчайший срок без глушения скважин.

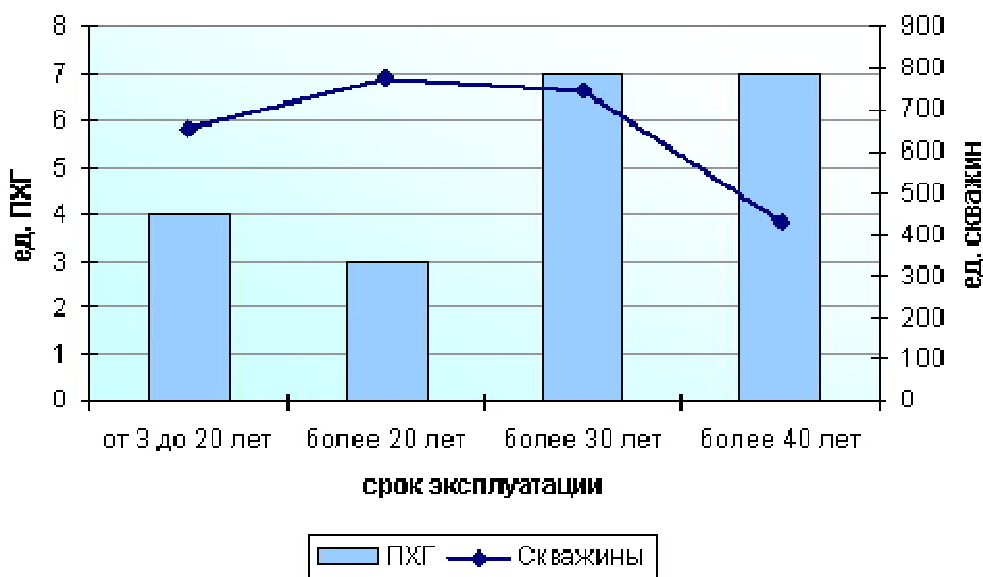


Рис. 1. Распределение скважин и ПХГ по срокам эксплуатации

Существовавшее отечественное и импортное оборудование не было приспособлено для работы при высоких давлениях и температурах газа, не позволяло проводить исследования в скважинах, оснащенных трубами малого диаметра, не обеспечивало необходимую точность и достоверность измерений, требовало вывода скважин из эксплуатации. Поэтому разработка диагностической аппаратуры нового поколения и создание системы экспертизы промышленной безопасности скважин подземных хранилищ газа и обоснованное назначение (продление) срока их безопасной эксплуатации стали остро актуальной проблемой.

Для создания оптимальных условий эксплуатации ПХГ необходимо осуществлять контроль в режиме мониторинга, который может быть выполнен в наземном варианте только частично. Основной контроль технического состояния скважины осуществляется посредством скважинных измерений. Для обеспечения полноценного мониторинга необходимо иметь возможность проводить каротажные исследования в работающих скважинах без вывода их из эксплуатации и глушения объектов. Таким образом, используемые для контроля геофизические методы и приборы должны позволять проводить измерения в газовой среде через газозапорное оборудование.

Управление ПХГ ОАО «Газпром» совместно с ООО «Газпром ПХГ», ЗАО НПФ «ГИТАС», ОАО НПП «ВНИИГИС» и другими организациями с 2001 г. занимаются созданием и развитием геофизических технологий, включающих этапы от разработки аппаратуры до разработки методик для диагностики технического состояния скважин ПХГ и состояния околоскважинного пространства с целью локализации зон вторичного скопления газа, выявления техногенных залежей газа при нарушении герметичности ПХГ.

Разработанные к настоящему времени технологии без глушения скважины, позволяют эффективно решать различные геологические и технические задачи, актуальные для ПХГ, среди которых интерес представляют технологии основанные на методах:

- зондирования становлением электромагнитного поля в ближней зоне (ЗСБ);
- спектрометрического радиоактивного каротажа;
- магнитно -импульсной дефектоскопии.

Выявление нарушения герметичности подземных хранилищ газа (ПХГ) необходимо для проектирования работ по предотвращению и ликвидации его утечек. Глубинным методом, способным зафиксировать участки вторичного газонакопления как прямого свидетельства нарушения герметичности ПХГ в условиях наличия многочисленных искусственных проводников (оборудование скважин, трубы, кабели и др.), является геофизический метод наземной импульсной индуктивной электроразведки зондированием становлением электромагнитного поля в ближней зоне (ЗСБ); в целом, отработана рациональная методика проведения полевых работ и интерпретации полученных результатов. Высокая производительность и относительная малозатратность ЗСБ делает возможным применение этого метода в мониторинговом режиме. Комплексование ЗСБ с другими методами (межскважинной сейсмотомографией, электропрофилеированием, микромасштабным вертикальным электрическим зондированием) позволяет уточнять геологический разрез надпродуктивной толщи, что важно для прогнозирования возможности формирования зон вторичного газонакопления (ЗВГ), детализировать полученные результаты и, при благоприятных обстоятельствах, оконтуривать ЗВГ в пространстве.

За исключением геохимических покровов, которые в принципе могут быть нарушены в результате техногенных воздействий, единственным каналом поступления газа из рабочего пласта-коллектора в вышележащие горизонты являются скважины, цементный камень которых (часто изначально невысокого качества) подвергается циклическим репрессивно-депрессивным воздействиям, что обуславливает возможность заколонного перетока газа с последующим его распространением по пластам-коллекторам надпродуктивной толщи и формированием зон вторичного скопления газа (ЗВСГ); при этом, вследствие вытеснения газом пластовой воды, могут формироваться также зоны вторичного обводнения (ЗВО).

Физической основой для выделения зон вторичного скопления газа по данным ЗСБ является

увеличение удельного сопротивления (УС), для выделения зон вторичного обводнения – уменьшение УС по сравнению с «фоновыми». Расчеты и опыт каротажа сопротивлений показывают, что при замещении воды газом в коллекторах средней пористости УС может возрасти в 400 раз.

Экспериментальным доказательством высокой эффективности ЗСБ для выделения зон вторичного скопления газа являются результаты, полученные на ряде ПХГ.

На основе мониторинговых измерений по методу ЗСБ возможно объективное выделение зон вторичного скопления газа и зон вторичного обводнения. При их отсутствии выделение вероятных зон вторичного скопления газа и вторичного обводнения возможно на основе статистического анализа двойных разностных параметров удельного сопротивления по данным ЗСБ - (ДУС), рассчитываемых по стандартной формуле.

Основной задачей, стоящей перед ЗСБ на площади ПХГ, является локализация зон вторичного газонасыщения. Ниже приводятся примеры эффективного применения ЗСБ для выделения этих зон в верхних частях геологического разреза, когда опасность выхода газа на поверхность особенно велика.

Для прогнозирования опасности газопроявлений важное значение имеет оценка глубин залегания кровли галечника. Распределение относительных глубин залегания кровли галечника (глубин от поверхности Земли) показано на рис. 2.

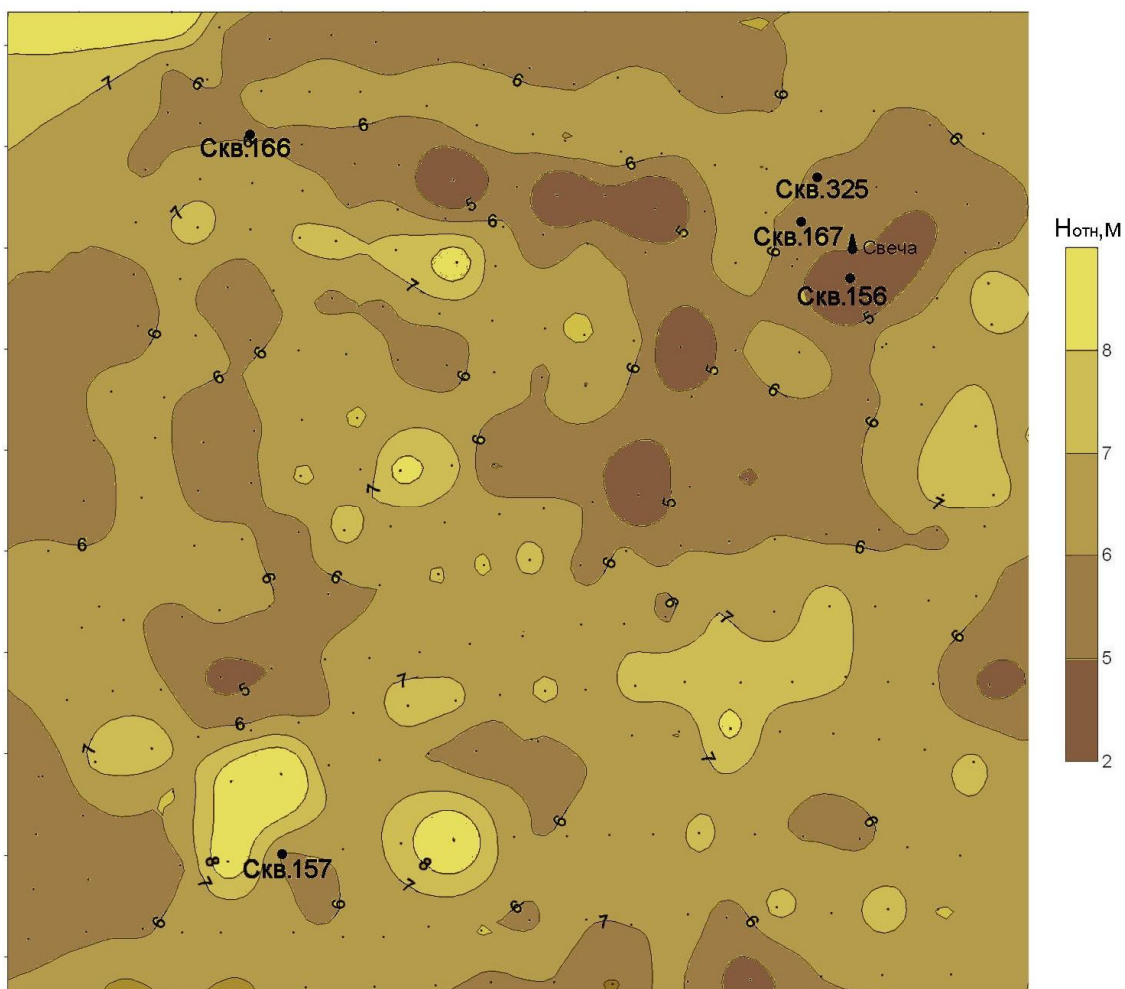


Рис. 2. Распределение относительных глубин залегания кровли галечника

На одном из ПХГ перед ЗСБ стояла задача оценки эффективности мероприятий, проведенных с целью ликвидации газопроявлений. Для обоснованного ответа на вопрос об эффективности проведенных мероприятий была осуществлена переинтерпретация данных ЗСБ, полученных в 2005 г. Уточнены также интерпретационные модели для выделения по данным ЗСБ кровли толщи галечника и подошвы горизонтов, прилегающих к поверхности, оценены распределения удельного электрического сопротивления ЗСБ кровли толщи галечника и подошвы данного горизонта по данным измерений 2005 и 2011 г., проведен сравнительный анализ этих распределений.

На рис. 3. показано распределение anomalно высоких значений ДУС (двойных разностных параметров удельных электрических сопротивлений по данным ЗСБ, рассчитываемых по стандартной формуле) галечника по данным исследований 2005 и 2011 г., фиксирующие возможные зоны вторичного скопления газа.

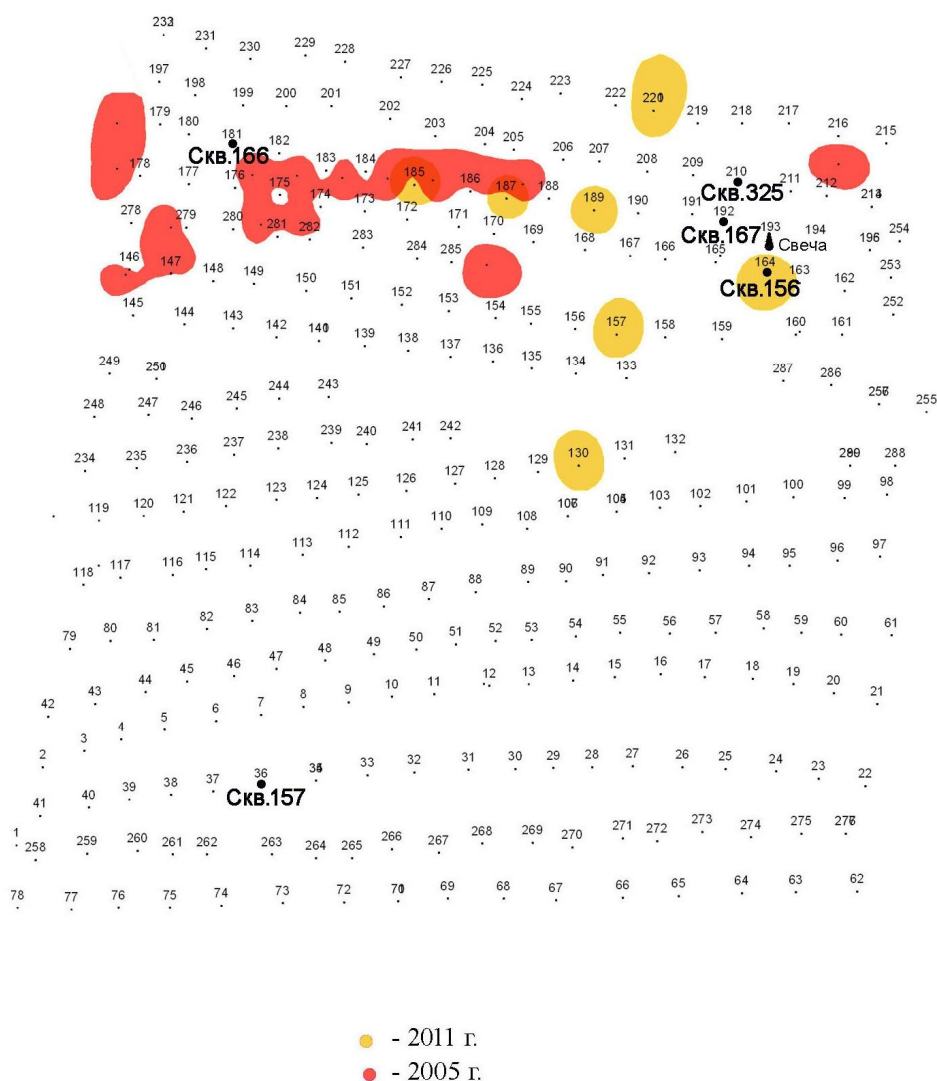


Рис. 3. Распределение anomalно высоких значений ДУС кровли галечника по результатам работ 2005 и 2011 гг.

Из рис. 3 видна эффективность проведенных на ПХГ мероприятий, приведшая к значительному уменьшению развития возможных зон вторичного скопления газа. Вместе с тем обращает на себя внимание фиксируемая по результатам работ 2011 г. возможная зона вторичного

скопления газа (ЗВГ) меридионального простирания. Можно с большей уверенностью говорить о формировании ЗВГ вследствие утечек газа из скв. 166.

Скв. 156, находящаяся в центре петли ЗСБ №164, характеризуется максимальным значением ДУС.

Разработанные к настоящему времени технологии геофизических исследований скважин через НКТ позволяют эффективно решать различные геологические и технические задачи, актуальные для ПХГ, без глушения скважины. Среди них наибольший интерес представляют технологии, решающие следующие задачи:

- оценка герметичности и изношенности обсадных колонн газовых скважин методом электромагнитной (магнитоимпульсной) дефектоскопии-толщинометрии;
- выделение зон скопления газа, их расположения в межколонном и заколонном пространстве прискважинной зоны;
- выявление и оценка размеров каверн в прискважинной зоне терригенных газоотдающих коллекторов;
- оценка состояния цементного камня в газонаполненной скважине;
- построение литологической модели пласта;
- дополнительная геологическая информация.

Перечисленные выше технологии направлены на оценку срока дальнейшей безопасной эксплуатации скважин ПХГ. Технологии основаны на результатах исследований скважин, включающих многозондовые модификации стационарных нейтронных методов - нейтрон нейтронный каротаж (ННК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), СНГК и импульсный ННК (ИННК) с привлечением данных исследований скважины методами СГК, магнито-импульсной дефектоскопии и комплекса ГИС-контроль.

Применение новой комплексной аппаратуры типа КА–МИД-СРК-К состоящей из модуля компенсированного нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (2ННК-т), модуля спектрометрического гамма-каротажа (СГК), модуля широкодиапазонного спектрометрического нейтронного гамма - каротажа (СНГК-Ш) и модуля магнитно-импульсного каротажа (МИД-К), датчиков давления и температуры, обеспечивающей проведение исследований в скважинах двухколонной конструкции, позволяет решать ряд вышеперечисленные задачи и оценивать оставшийся срок службы скважин.

3D представление оставшегося срока службы (ОСС) на площади Н-й водоносной структуры по состоянию на 2012 г. показано на рис 4.

Исходя из полученных результатов применения разработанных технологий для мониторинга технического состояния скважин ПХГ, можно заключить, что комплекс геофизических исследований, сформированный на базе представленных в данной статье методов и технологий, является информативным и технологичным и может служить основой для принятия решений по ремонту и корректировке технологических режимов эксплуатации скважин.

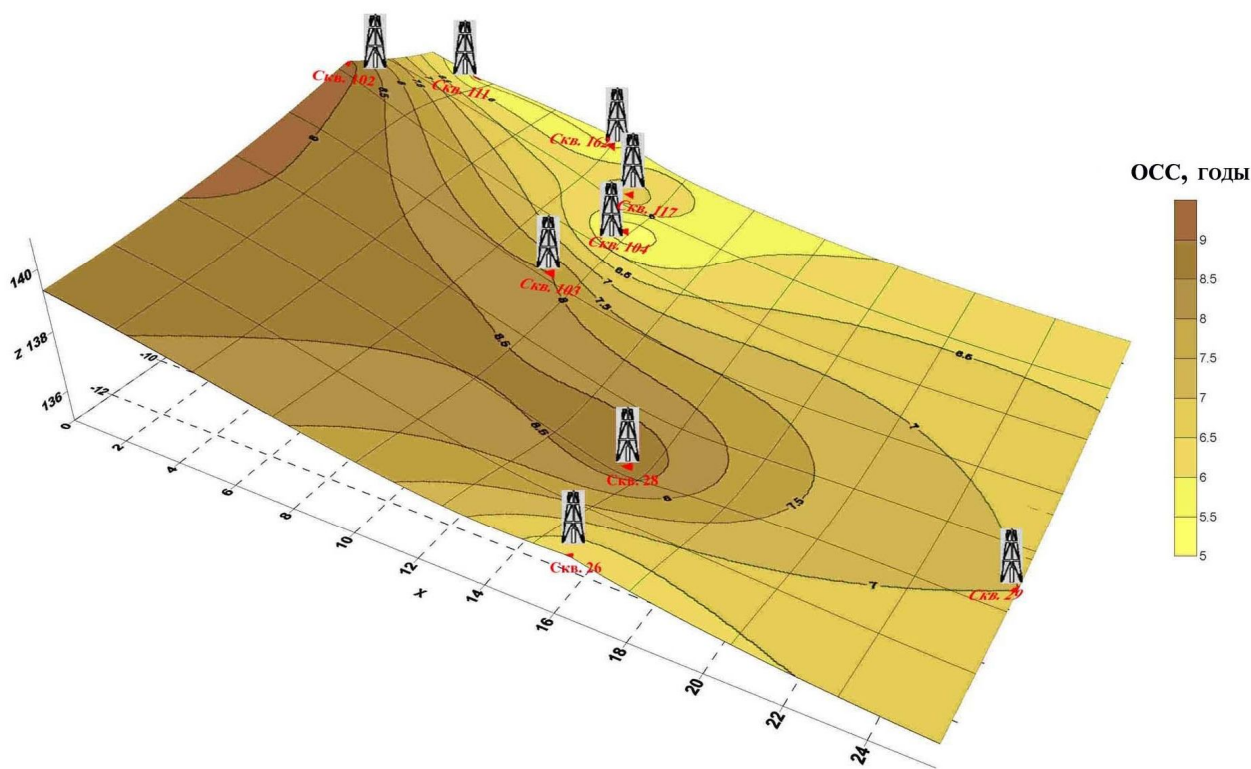


Рис. 4. 3D представление OCC скважин по состоянию на 2012 г.

**DEVELOPMENT OF WELL INTEGRITY MONITORING
IN UNDERGROUND GAS STORAGE SYSTEM
WITHOUT TUBING RETRIEVING**

*Danilenko V.N., Potapov A.P., Gulimov A.V., Borisova L.K., Borisov V.I., Kondrashov A.V.,
Krysov A.A., Mamleev T.S., Kuibyshev R.R., Lysenkov A.I., Danilenko V.V.
(OAO NPP «VNIIGIS», ZAO NPF «GITAS», Russia)*

One of the high-priority strategic challenges of OJSC "GAZPROM" is safe and economically feasible underground gas storage exploitation, on which depends natural gas supply reliability and required Russian energy safety stock. Unlike to the natural gas field, operating mode of underground gas storages (UGS) is related to the cyclical load amplitude up to 18 MPa. This cyclical load and UGS variable temperature and pressure operating conditions predetermine great attention to the UGS safe exploitation, which is primarily based on UGS well integrity control and remaining lifetime estimation. However with numerous wells waiting for logging (more than 2000 wells, Fig. 1), especially while gas production, logging operations are required to be carried out as soon as possible without killing the well.

The prior art domestic and imported equipment was not designed nor for high temperature and pressure operational conditions, neither for small borehole pipe, it didn't allow for accurate and reliable measurements, and required temporary well shut-down. That is why it's actual to develop logging equipment of next generation and to invent a new system of industrial safety expert review for UGS wells and reasonable time extension of UGS well safe exploitation.

For optimum UGS operating conditions it's necessary to control the wellbore, but it's not available from the surface only. The main well integrity control is based on the downhole measurements. For the full control it's necessary to log production wells without shutting-down and killing a well. Thus, geophysical methods and equipment should be able to perform measurements in gaseous field through the gas-shutoff equipment.

Since 2001 UGS management department of OJSC "Gazprom" and LLC "Gazprom PHG", CJSC NPF "GITAS", OJSC NPP "VNIIGIS" and other companies are dealing with UGS-well-integrity logging techniques development, including development of tools and integrity testing, as well as near-wellbore zone diagnostic methods for secondary gas accumulation location and production-induced gas deposits while UGS wells leaking.

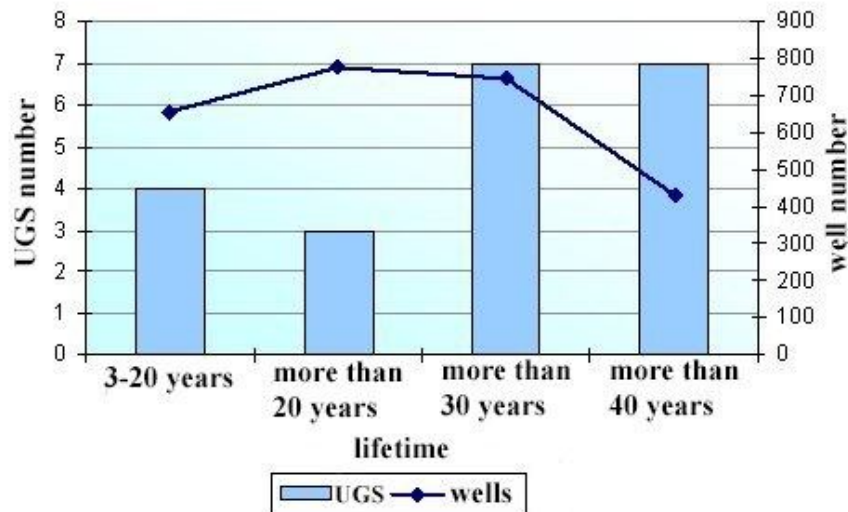


Fig. 1. UGS and wells lifetime

Today all geophysical through-tubing technologies (without well killing) allow for effective solution of different geological and technical problems which are actual for UGS systems:

- Near electromagnetic field sounding.
- Spectral radioactive log.
- Magnetic-pulsed scanning.

Integrity failure detection in UGS is necessary for leakage preventing and elimination. One of downhole methods of secondary gas accumulation detecting (as a disclosure of UGS integrity failure while multiple man-made conductors are present (downhole equipment, pipes, cables, wireline, etc.)) is surface pulsed induction survey via near electromagnetic field sounding; in general this is a reasonable technique for field operations and data interpretation. High efficiency and relative low cost allows for this method implemented in monitoring mode.

When combined with other methods (crosshole seismic, electric profiling, microscale vertical electric sounding) it allows for refining geological cross-section above pay layers (which is really important for secondary gas accumulation zones predicting), extend information and, auspiciously, outline secondary gas accumulation zones.

Excluding geochemical seals (which can be man-made impacted) the only gas way from a production reservoir to the above-pay layers is a wellbore where the cement bond (originally of low quality) is impacted by cyclic oppression-depression. This allows for annular gas cross-flow and its further distribution in non-productive reservoirs; that results in secondary gas accumulation zones and may lead to displacements of formation water and secondary watering zones.

The physical basis for secondary gas accumulation detecting after near-electromagnetic field sounding data is increased electrical resistivity, for secondary watering zone detecting – decreased electrical resistivity as compared to the background resistivity. Experience and calculation of resistivity logging show when reservoir water is displaced by gas the electrical resistivity may increase 400 times.

The results, obtained in several UGS prove high efficiency of near-electromagnetic field sounding for secondary gas accumulation zones detecting.

Near electromagnetic field sounding allows for reliable secondary gas accumulation zones and secondary watering zones detecting. If these detection methods are unavailable those zones can be detected via static analysis of double differential resistivity parameters.

The main aim of UGS near-electromagnetic field sounding is secondary gas accumulation zones locating.

This effective method will now be explained with the drawings, wherein there is a great hazard of gas seepage.

For gas seepage hazard prediction it's really important to detect the boulder bed roof depth. Relative boulder bed roof depth (from the Earth surface) is shown in Fig. 2.

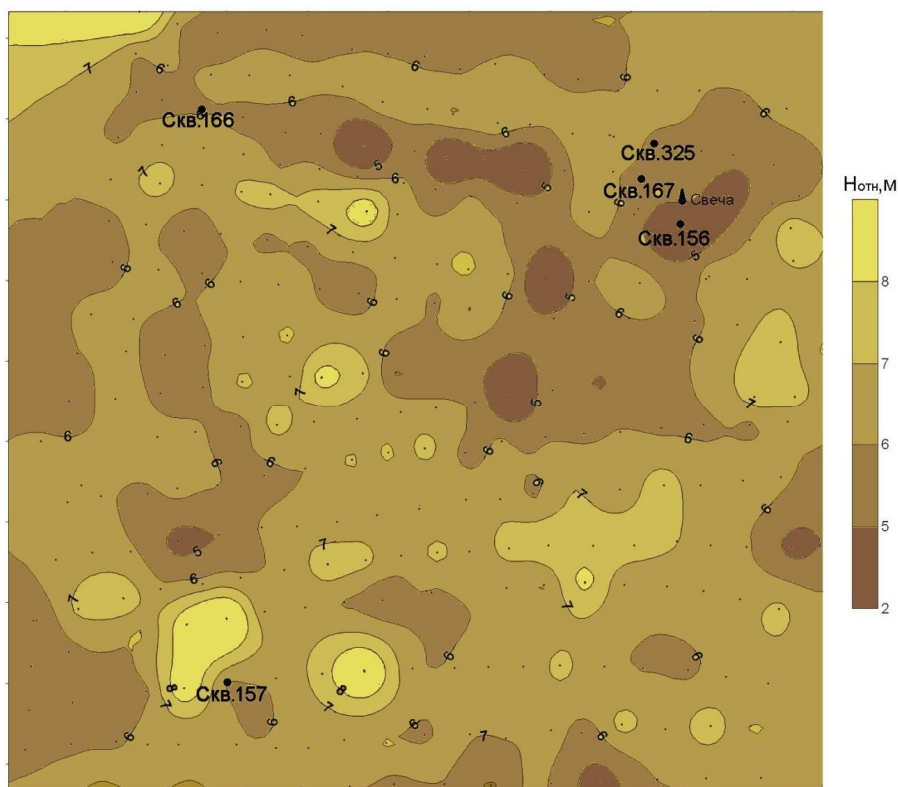


Fig. 2. Relative boulder bed roof depth distribution

In one of UGS there was a challenge – to estimate the effectiveness of all operations intended to eliminate the gas kick. To give a substantiated answer, several operations were performed:

- Re-interpretation of data (for 2005 year).
- Refinement of interpretation models (boulder bed roof, bottom boundary of subsurface formations).
- Determination of resistivity distribution in boulder bed roof and bottom boundary of formation (2005 and 2011 years data).
- Resistivity comparative analysis.

Fig. 3 represents the overpressure distribution (double differential resistivity parameters after data of near electromagnetic field sounding) in a boulder bed for 2005 and 2011.

This drawing proves the efficiency of the operations in the UGS resulted in a considerable decrease of potential secondary gas accumulation zones. But at the same time we noted fixed potential secondary gas accumulation zones in meridian extension in 2011. We can speak positively about secondary gas accumulation zones resulted in gas leaking from Well # 166.

Well # 156 placed in a mesh of Well # 166 is characterized by a maximum resistivity value.

Today all geophysical through-tubing technologies (without well killing) allow for effective solution of different geological and technical problems which are actual for UGS systems:

- Gas wellbore casing leak and wear rate via electromagnetic (magnetic-pulse) scanning and wall-thickness measuring;
- Annular/tubular gas accumulation location;
- Cavities size in near-wellbore clastic gas reservoir;
- Cement bond quality in a gas-filled wellbore;
- Formation lithology model;
- Other geological information.

The said technologies are designed to predetermine the time of further safe UGS well exploitation. The technologies are based on data from wellbores logged with multisonde array neutron tools: neutron-neutron log (NNK), neutron GR log (NGK), induced spectral GR log (SNGK), pulsed neutron log (INNK) combined with spectral GR log (SGK) data and magnetic pulse scanner data.

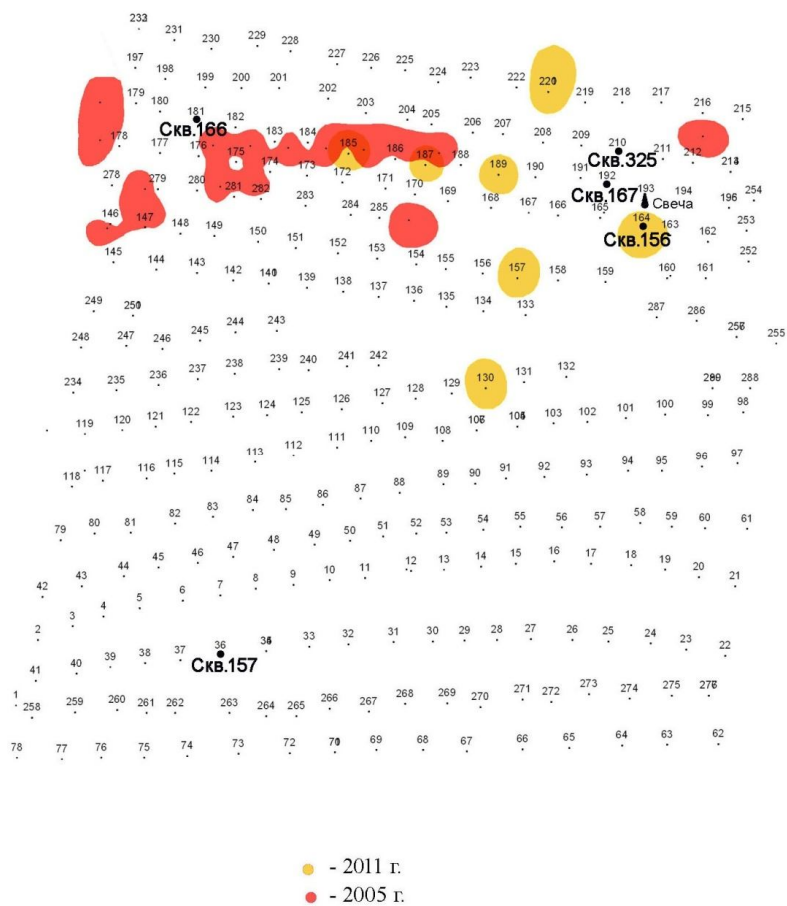


Fig. 3. Overpressure distribution (double differential resistivity parameters after data of near electromagnetic field sounding) in a boulder bed for 2005 and 2011

New integrated tool KA-MID-SRK-K consisting of a compensated thermal neutron log (2NNK-t), spectral GR log (SGK), gross-count GR spectral log (SNGK-Sh), magnetic-pulsed log (MID) and pressure/temperature gauge providing double-string testing, allows for above-listed measurements and remaining well lifetime determination.

Fig. 4 represents 3D remaining well lifetime in water layer for 2012 year.

Based on the results of present techniques of UGS wellbore integrity monitoring we can say that geophysical survey based on the present methods and techniques may be the basis for solutions on workovers and refinement of well operation conditions.

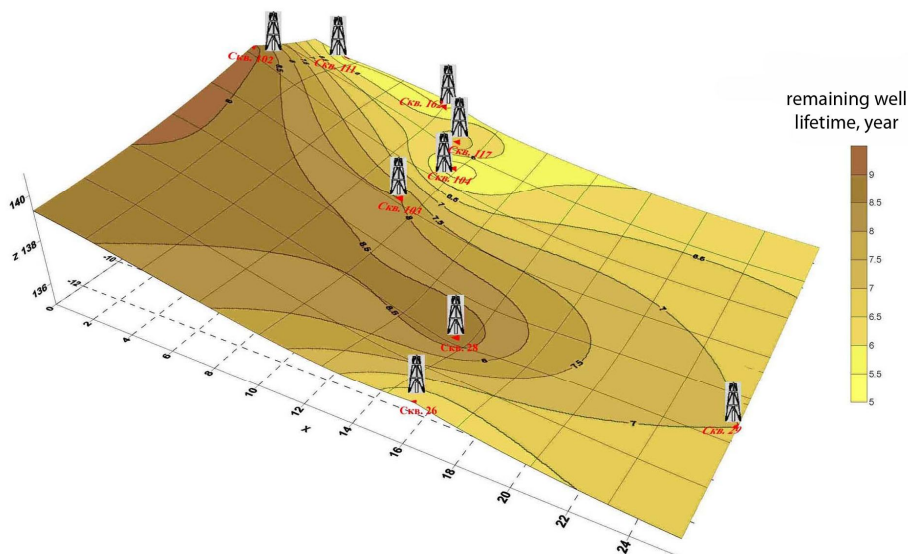


Fig. 4. 3-D remaining well lifetime in water layer for 2012 year

ПРИМЕНЕНИЕ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ДАТЧИКОВ ТЕМПЕРАТУРЫ И ДАВЛЕНИЯ ПРИ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К., Шарафутдинов Р.Ф., Рамазанов А.Ш.,

Садретдинов А.А. (БашГУ, г. Уфа, Россия)

Мухамадиев Р.С., Баженов В.В., Имаев А.И. (ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, Россия)

Мусин Р.А., Драчко М.В. (ОАО «Верхнечонскнефтегаз», г. Иркутск, Россия)

Аннотация. Организация мониторинга разработки нефтяных месторождений геофизическими и гидродинамическими методами является важным направлением при создании современных проектов извлечения нефти. По этой причине в настоящее время ведущие интернациональные компании часть скважин заканчивают по технологии Smart Wells (интеллектуальные скважины). Технология предусматривает оборудование скважин глубинными датчиками температуры, давления, расхода и специальными гидравлическими или электрическими клапанами или муфтами, управляемыми с поверхности. Обычно так оборудуются многоствольные или многопластовые скважины, в которых имеется возможность изменять условия их эксплуатации непосредственно после получения с глубинных датчиков информации, требующей корректировки режима добычи.

В работе приводятся данные, показывающие возможность решения практических задач скважинной геофизики с применением распределенных измерительных систем в стволе горизонтальной скважины. Отмечена необходимость обязательного комплексирования промысловых исследований на скважинах с математическим моделированием термогидродинамических процессов при подготовке итогового заключения. Материал иллюстрирован скважинными примерами.

1. Математическая модель термо-гидродинамических процессов в горизонтальной скважине.

Прямая задача.

Основные физические процессы, протекающие в пласте и стволе скважины в интервале между датчиками:

- конвективный перенос вдоль ствола скважины;
- приток из продуктивных интервалов;
- кондуктивный теплообмен скважины и окружающих пород;
- кондуктивный теплоперенос в окружающих породах;
- Термодинамические эффекты в окружающих породах (эффект Джоуля-Томсона, адиабатический эффект).

Предполагаем, что течение в пласте и скважине является гомогенным и его можно рассматривать в псевдооднофазном приближении.

Модель состоит из уравнений, описывающих однофазное неизотермическое течение в пласте, в стволе скважины и связующих соотношений.

Уравнение неразрывности в пласте в слабосжимаемой постановке:

$$\beta^* \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(rK \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad R_w \leq r \leq R_k. \quad (1)$$

Здесь K - подвижность смеси, определяемая следующим образом:

$$K = k \left(\frac{k_1(S_1)}{\mu_1} + \frac{k_2(S_2)}{\mu_2} \right). \quad (2)$$

Объемную долю нефти и граничное условие можно найти из условий заданного объемного дебита фаз на единицу длины скважины. Для этого используется следующая система уравнений:

$$2\pi R_w \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=R_w} = q_1, \quad (3)$$

$$2\pi R_w \frac{k_2(1-S_1)}{\mu_2} \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=R_w} = q_2. \quad (4)$$

Здесь неизвестными выступают величины $\frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=R_w}$ и S_1 . Фазовые проницаемости и вязкости

считаются заданными.

Упругость пласта оценивается как:

$$\beta^* = m(S_1\beta_1 + S_2\beta_2) + \beta_{sk}.$$

Уравнение переноса тепла:

$$C \frac{\partial T}{\partial t} - \frac{1}{r} \left(\rho_1 c_1 \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} + \rho_2 c_2 \frac{k_2(1-S_1)}{\mu_2} \right) \frac{\partial}{\partial r} \left[rk \frac{\partial p}{\partial r} T \right] = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_r^* \frac{\partial T}{\partial r} \right) + m \bar{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} + \left(\varepsilon_1 \rho_1 c_1 \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} + \varepsilon_2 \rho_2 c_2 \frac{k_2(1-S_1)}{\mu_2} \right) k \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2; \quad (5)$$

$$C = m[\rho_1 c_1 S_1 + \rho_2 c_2 (1-S_1)] + (1-m) \rho_{sk} c_{sk}. \quad (6)$$

Уравнение сохранения массы в скважине:

$$\frac{\partial S_1}{\partial t} + \frac{\partial v S_1}{\partial z} = q_1, \quad (7)$$

$$\frac{\partial v}{\partial z} = \sum_i q_i. \quad (8)$$

В случае учета газовой фазы, уравнение сохранения массы записывается в предположении, что дебит поступающего газа состоит из двух частей: газ после дегазации (его дебит пропорционален дебиту нефти) и свободный газ.

Уравнение переноса тепла в дивергентной постановке:

$$\frac{\partial CT}{\partial t} + \frac{\partial CvT}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \eta C \frac{\partial p}{\partial t} + (\rho_1 c_1 q_1 + \rho_2 c_2 q_2) T_w + \alpha (T_{ex} - T), \text{ где } C = \sum_i \rho_i c_{pi} S_i. \quad (9)$$

Для замыкания уравнения переноса тепла необходимо корректно определить коэффициент теплообмена, учитывающий неоднородность течения и тепловое сопротивление конструкции скважины.

Обратная задача.

Для определения профиля приемистости/отдачи в горизонтальной скважине по данным распределенных датчиков температуры и давления проводится решение обратной задачи.

Решение обратной задачи сводится к минимизации следующего функционала:

$$F(q_o, q_g, \delta T) = \sum_i (T_m(t_i, q_o, q_g) - T_f(t_i) - \delta T)^2, \quad (10)$$

где, T_f — измеренная датчиком температура, T_m - рассчитанная температура, q_o - дебит нефти, q_g - дебит свободного газа, δT - коррекция измеряемой температуры.

Ниже приведены примеры решения обратных задач по данному подходу.

2. Термо-гидродинамические исследования с применением гирлянды приборов (датчиков), распределенных на фиксированных глубинах по длине горизонтальной скважины.

В ОАО «Сургутнефтегаз» и в ОАО АНК «Башнефть» была опробована технология исследований с применением гирлянды автономных приборов, доставляемых на горизонтальный участок ствола скважины колонной НКТ в специальных контейнерах [8]. Отличительная особенность данной схемы проведения исследований заключается в том, что датчики, регистрирующие давление и температуру, в ходе проведения ПГИ находятся на фиксированных точках, а режим работы скважины меняется, например, с применением струйного насоса.

В работе [12] рассматриваются вопросы, связанные с применением многодатчиковой технологии. Приводятся подходы к решению нефтепромысловых задач.

В основе интерпретации данных измерений температуры и давления распределенными датчиками - это анализ термодинамических эффектов: Джоуля-Томсона, адиабатического эффекта и теплоты разгазирования. Проявление эффекта Джоуля-Томсона свидетельствует о наличии работающих интервалов пласта. При этом значительное влияние на характер распределения температуры оказывает и теплота разгазирования нефти при снижении давления в скважине и пласте ниже давления насыщения. При отсутствии притока формирование температурного поля происходит только за счет адиабатического эффекта и, при снижении давления в скважине ниже давления насыщения - теплоты разгазирования нефти.

При нестационарном режиме фильтрации, возникающем при пуске, остановке или смене режима работы скважины, на забое скважины наблюдается совокупность проявления адиабатического, баротермического эффектов и при снижении давления ниже давления насыщения нефти газом эффекта разгазирования нефти, а также конвективного и кондуктивного теплообмена. Резкое изменение забойного давления сопровождается «адиабатическими» эффектами в стволе скважины, которые фиксируются датчиками давления - P и температуры - T . Поскольку снижение забойного давления ниже пластового сопровождается притоком жидкости в ствол скважины, «адиабатичность» процесса нарушается за счет наложения эффектов дросселирования в пласте и калориметрического смешивания неизотермических потоков. Совместный анализ перечисленных эффектов и теоретическое моделирование термогидродинамических полей, наблюдаемых в стволе скважины и в пласте, позволяет выделить работающие участки горизонтальной скважины, без выхода на количественные параметры потока.

Развитие технология термобарического мониторинга получила в совместных работах геофизической компании ООО «ТНГ – Групп» в сотрудничестве со специалистами кафедры геофизики БашГУ и основана на использовании дистанционного съема информации с датчиков температуры и давления, что существенно повышает оперативность получения данных и расширяет

функциональные возможности технологии, исключая необходимость подъема приборов для считывания информации и перезарядки памяти и источников питания.

В настоящее время для проведения таких исследований ООО «ТНГ – Групп» использует программно-технический комплекс ПТК «КАСКАД», основные технические характеристики которого приведены в таблице.

Таблица

Основные технические характеристики ПТК «КАСКАД»

Скважинный зонд	
Количество модулей N, шт	1...10 (20)
Максимальное рабочее давление, атм	400
Максимальная рабочая температура, 0С	+120
Время опроса модулей, с	1xN
Длина кабельного пролета между модулями, м	1...150
Скважинный модуль	
Диапазон измерения давления, атм	0 ... 400
Пределы допускаемого значения основной относительной погрешности измерения давления, %	±0.25
Диапазон измерения температуры, 0С	0 ... +120
Пределы допускаемого значения основной абсолютной погрешности измерения температуры, 0С	±0.1
Напряжение питания, В	20
Ток потребления, мА	20
Габаритные размеры, мм: длина / диаметр	645 / 38
Масса, кг	3
Наземный регистратор	
Протокол обмена со скважинным зондом	Манчестер-II
Интерфейс с управляющим компьютером	USB
Время заполнения памяти, суток	512/N
Напряжение питающей сети, В	160...240
Частота питающей сети, Гц	47...53
Максимальная потребляемая мощность, Вт	10
Температура окружающей среды, 0С	минус 30...50
Габаритные размеры, мм: (длина / ширина / высота)	200 / 220 / 100
Масса, кг	3

Технология реализуется путем спуска в горизонтальную часть ствола гирлянды датчиков давления и температуры (количество пар датчиков - до 20), размещенных в перфорированных НКТ на

заранее заданных расстояниях. В результате спуска компоновка датчиков оказывается распределенной по глубине в продуктивном интервале горизонтальной части скважины. Каналом связи датчиков с наземным модулем питания и регистрации является одножильный геофизический кабель. Спуск системы мониторинга осуществляется с помощью бригады КРС. Имеется опыт оборудования указанной системой мониторинга скважин с длиной горизонтального ствола до 1000 м. Система предназначена для длительной работы в скважине (более года).

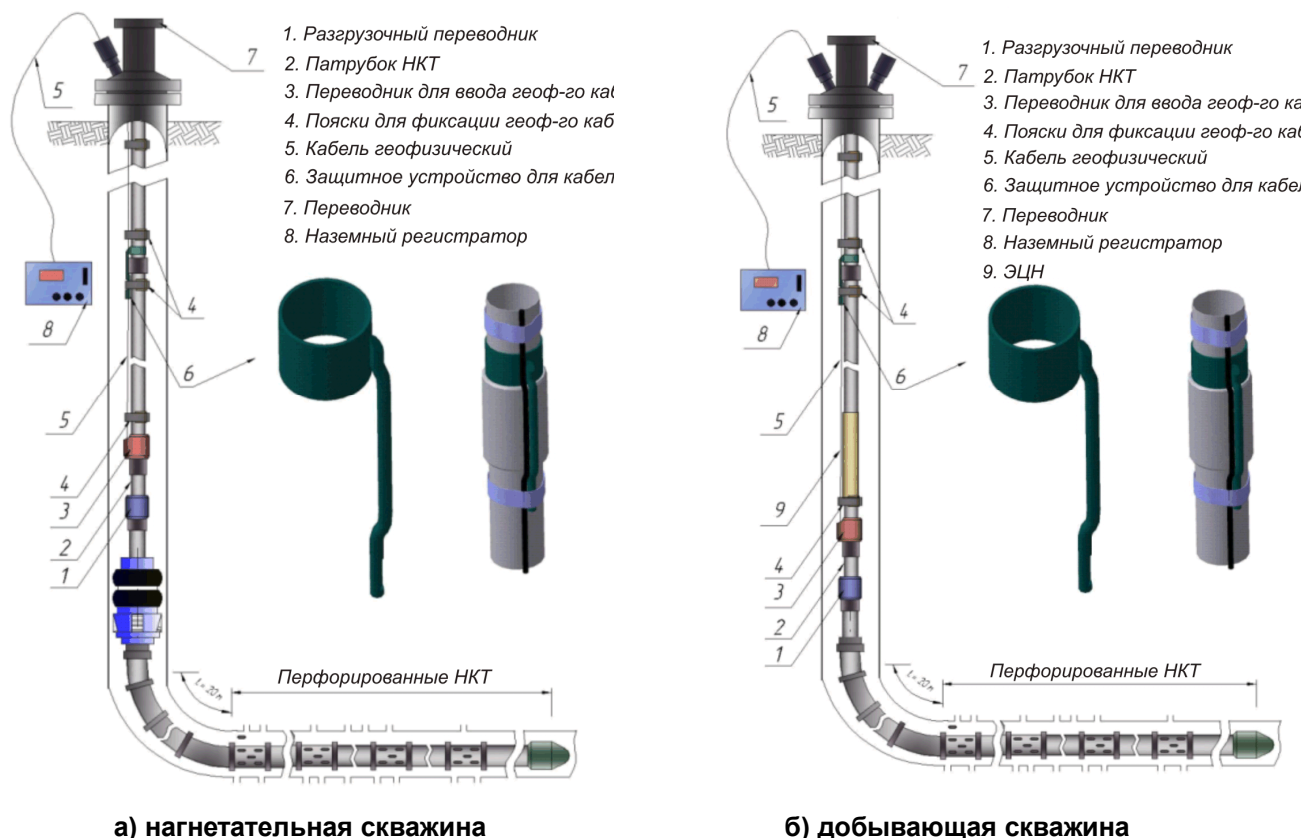


Рис. 1. Схема монтажа оборудования системы «КАСКАД»

Указанной системой мониторинга возможно оборудование как добывающих скважин с механизированным и фонтанным способом эксплуатации, так и нагнетательных скважин. Схема монтажа оборудования системы «КАСКАД» для нагнетательной и добывающей скважин приведена на рис. 1. Задачи решаемые комплексом «КАСКАД» в горизонтальных скважинах:

- Мониторинг забойного давления.
- Профилирование забойного давления по горизонтальному стволу скважины.
- Профилирование температурного поля вдоль горизонтального участка скважины.
- Отслеживание динамики работы скважины.
- Определение работающих интервалов в пределах горизонтального ствола.

В основе интерпретации данных измерений температуры и давления распределенными датчиками входит анализ термодинамических эффектов: Джоуля-Томсона, адиабатического эффекта и теплоты разгазирования. Проявление эффекта Джоуля-Томсона свидетельствует о наличии работающих интервалов пласта. При этом значительное влияние на характер распределения температуры оказывает и теплота разгазирования нефти при снижении давления в скважине и пласте ниже давления насыщения. При отсутствии притока формирование температурного поля происходит

только за счет адиабатического эффекта и, при снижении давления в скважине ниже давления насыщения - теплоты разгазирования нефти.

При нестационарном режиме фильтрации, возникающем при пуске, остановке или смене режима работы скважины, на забое скважины наблюдается совокупность проявления адиабатического и дроссельного эффектов и при снижении давления ниже давления насыщения нефти газом эффекта разгазирования нефти, а также конвективного и кондуктивного теплообмена.

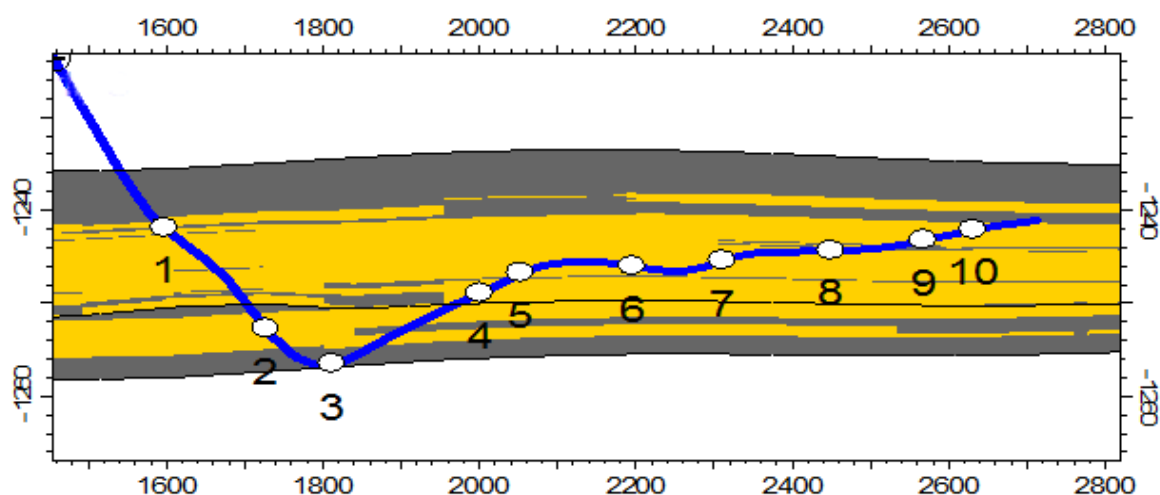


Рис. 2. Геологический профиль горизонтального ствола скважины с указанием положения дистанционных датчиков давления и температуры

Технология термобарического мониторинга успешно опробована в скважинах Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения. Гирлянды датчиков давления и температуры размещались в горизонтальных стволах протяженностью от 700 до 1000 м в добывающих и нагнетательной скважинах. На рис. 2 показан профиль горизонтальной скважины, в которой размещены датчики системы «Каскад». Горизонтальный ствол скважины имеет сложную траекторию. В ближней зоне горизонтального ствола («пятке») находится самый низкий участок горизонтального ствола. Далее по направлению к забою горизонтальный ствол имеет плавную восходящую траекторию. Разность по вертикали между забоем скважины («носок») и нижней точкой горизонтального ствола составляет свыше 14 метров. При таком профиле в пониженной части горизонтального ствола возможно образование «гидрозатвора», что создает препятствие свободному продвижению флюида из забойной части скважины при фонтанном способе эксплуатации.

В процессе освоения различные участки горизонтального ствола вовлекались в работу одновременно (рис. 3). Сначала начала работать ближняя зона горизонтального ствола («пятка»). После трех циклов освоения (компрессирования) скважины изменения температуры связанные с поступлением продукции из пласта отмечены до глубины 2632 м (21% горизонтального ствола). В процессе проведения дальнейших операций по освоению скважины (за период с 21 по 23 октября) отмечается увеличение интервала притока до глубины 2873 м (44% горизонтального ствола). В процессе освоения репрессия на забое достигала 40-60 атм.

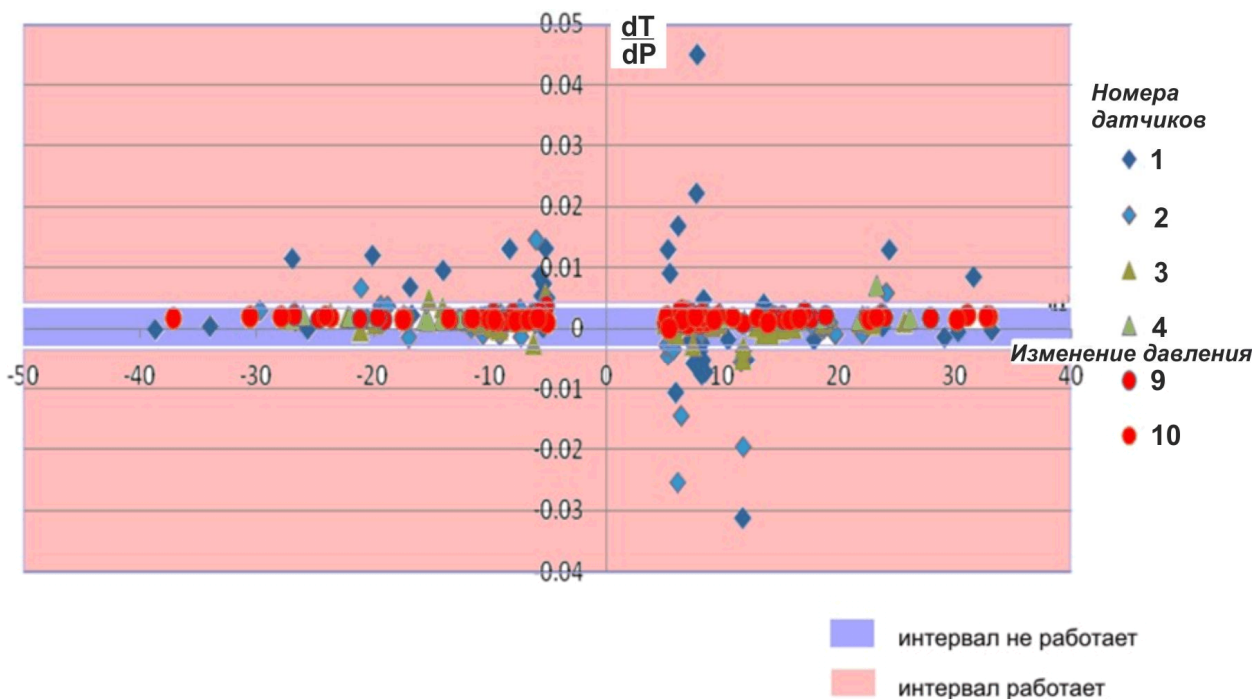


Рис. 3. Определение работающих интервалов ГС по анализу термобарических эффектов в процессе освоения (переходные процессы)

Контроль изменения профиля забойного давления в горизонтальной части ствола скважины проводился на режимах стабильного отбора продукции (рис. 4). Анализ показал, что в начальный период эксплуатации наибольшее давление было в ближней зоне горизонтального ствола (в «пятке»), где скважина имеет наибольшую абсолютную глубину. Анализируя изменения профиля давления в различные периоды работы скважины, было установлено, что в процессе эксплуатации давление в нижней части горизонтального ствола (в «пятке») понижается быстрее. Происходит выравнивание профиля давления вдоль горизонтального ствола, что способствует постепенному вовлечению в работу удаленной части скважины. На конец декабря 2012 г. давление в скважине практически выровнялось по всему горизонтальному стволу. Отмечается тенденция к относительно небольшому снижению давления в забойной части скважины (датчик 10, глубина 3452 м). Причиной этому может быть скопление газа в возвышенной призабойной части горизонтального ствола. Однако в дальнейшем, (январь-март) на фоне общего снижения забойного давления вновь отмечается замедление падения давления в носковой части горизонтального ствола. Такая тенденция сохранилась вплоть до остановки фонтанирования скважины.

Для определения поинтервальных особенностей работы горизонтального ствола скважины на различных режимах (штуцерах) отбора был проведен анализ относительного изменения плотности жидкости по профилю горизонтального ствола. Для оценки относительного изменения плотности применен алгоритм с использованием двойного разностного параметра, учитывающий изменения давления в скважине в местах установки датчиков при стабильном отборе на различных штуцерах. Чем больше плотность жидкости в стволе, тем меньше значение параметра (рис. 5).

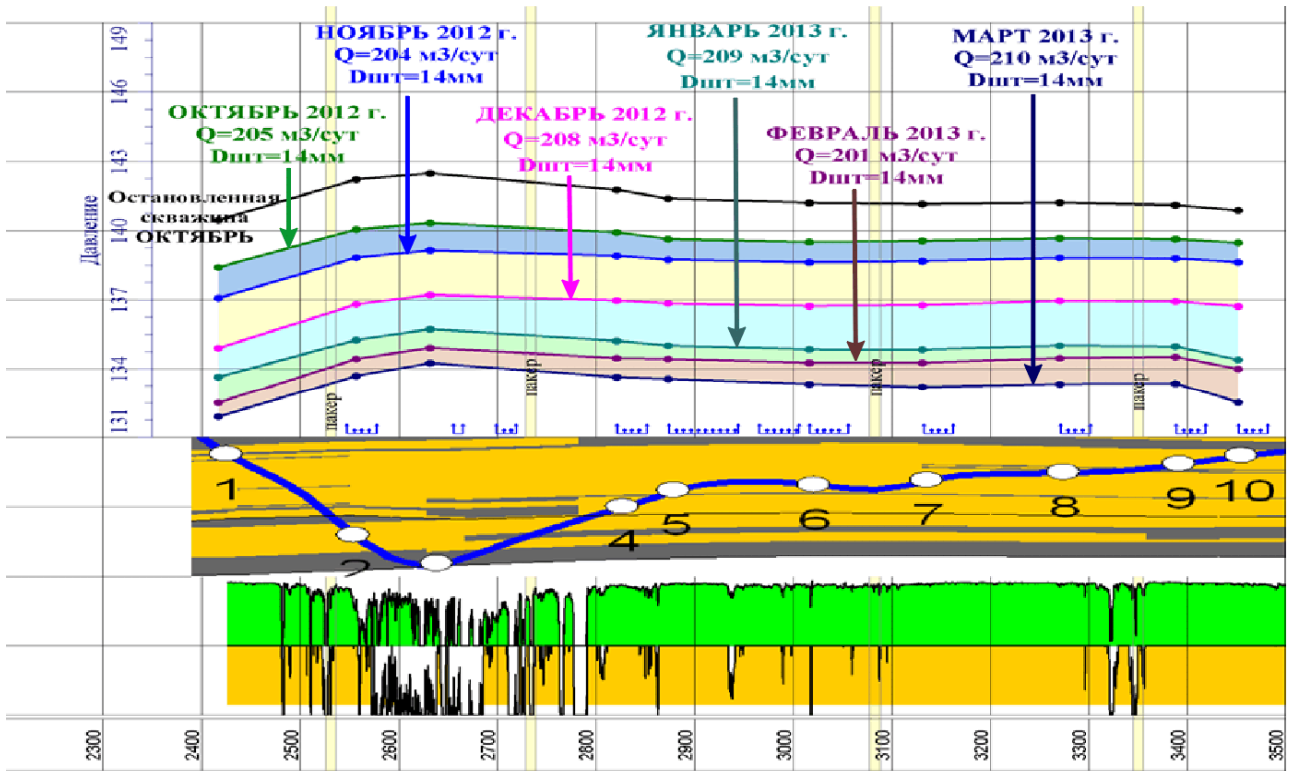


Рис. 4. Профиль изменения давлений по ГС при стабильном отборе продукции в различные периоды времени (с октября 2012 г. по март 2013 г.)

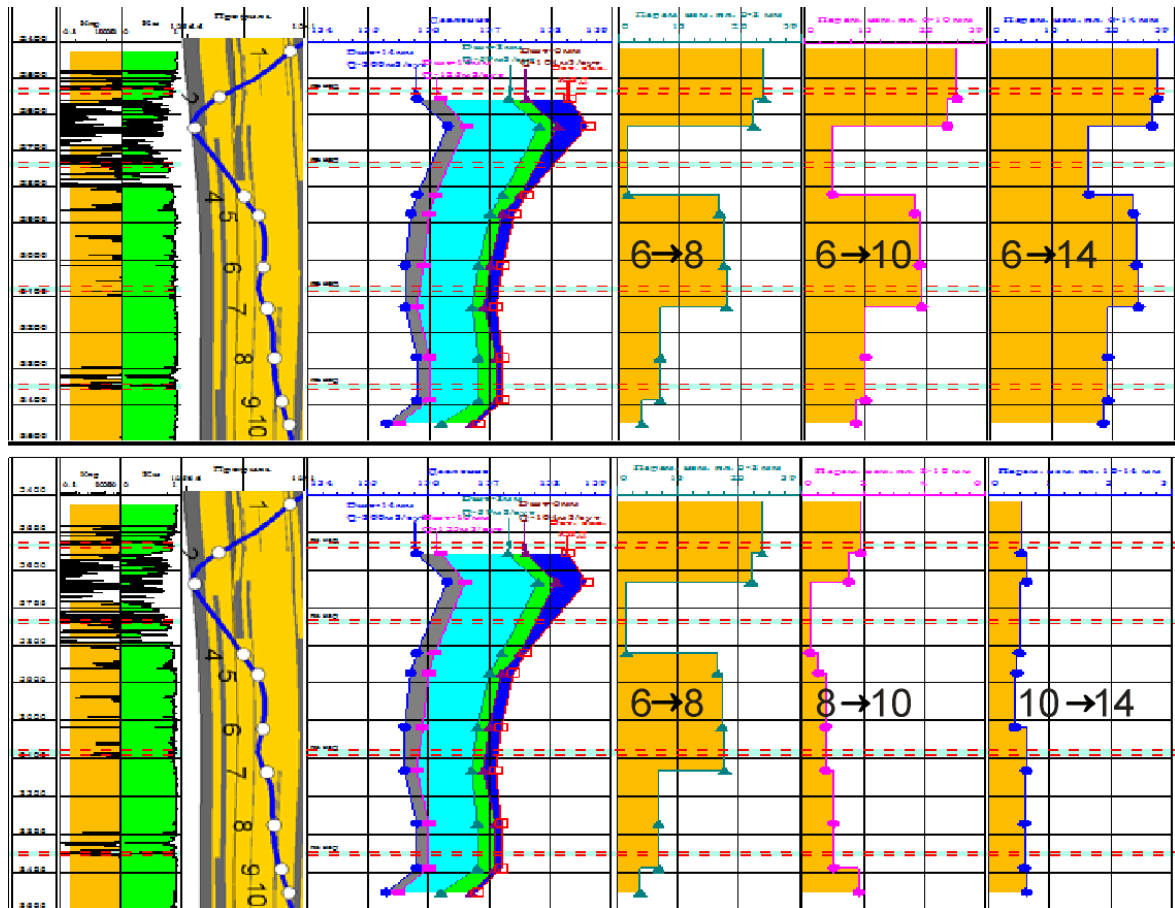


Рис. 5. Сравнительный анализ относительного изменения плотности жидкости по профилю ГС при различных режимах отбора продукции (при штуцерах 6, 8, 10 и 14 мм)

Уменьшение плотности жидкости в горизонтальном стволе (особенно в ее «носовой» части) при увеличении отбора продукции (при работе скважины на штуцерах 10 и 14 мм) является следствием относительного увеличения доли газа, который выделяется из нефти в этом интервале. Увеличение плотности жидкости в «пяточной» зоне при работе скважины на малых штуцерах (6 и 8 мм) связано с наличием в этой зоне «гидрозатвора». При переходе скважины на режим увеличенного отбора продукции (при работе на штуцерах 10 и 14 мм) плотность жидкости в зоне «гидрозатвора» снижается за счет увеличения доли нефти и газа в продукции и скорости ее движения по стволу.

Выводы.

1. Использование системы дистанционного измерения давления и температуры «Каскад» позволяет проводить эффективный термобарический мониторинг в действующих горизонтальных скважинах.
2. Разработаны и опробованы технология проведения исследований и алгоритмы обработки и интерпретации данных давления и температуры при длительном мониторинге действующих горизонтальных скважин. Для достоверного определения интервалов притока (приемистости) в условиях многофазного потока чувствительность датчика давления в составе скважинного модуля должна быть не хуже 0.001 МПа, а датчика температуры – 0.005 Град.
3. Опыт применения системы «КАСКАД» на скважинах Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения показал эффективность ее применения для определения работающих интервалов и относительного изменения плотности добываемой продукции в пределах горизонтального ствола при различных режимах работы скважины.

Список использованных источников

1. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф., Федоров В.Н., Мешков В.М. Определение работающих интервалов горизонтального ствола скважины термогидродинамическими методами. / Нефтяное хозяйство, 2004 г, №2, с. 88-90.
2. Ramazanov A. Sh., Valiullin R.A., Shako V.V., Sadretdinov A.A. Thermal model for characterization of near wellbore zone and zonal allocation. SPE 14039, International Petroleum Technology Conference, Qatar, 7–9 December 2009, 24 p.
3. Muradov K.M. et al. Temperature Transient Analysis in a Horizontal, Multi-zone, Intelligent Well. SPE 150138.

USE OF DISTRIBUTED TEMPERATURE AND PRESSURE SENSORS IN THERMO-HYDRODYNAMIC SURVEY OF HORIZONTAL WELLS

*Valiullin R.A., Yarullin R.K., Sharafutdinov R.F., Ramazanov A.Sh.,
Sadretdinov A.A. (Bashkir State University, Ufa, Russia)
Mukhamadiev R.S., Bazhenov V.V., Imaev A.I. (LLC TNG-Group, Bugulma, Russia)
Musin R.A., Drachko M.V. (JSC VCHNG, Russia)*

Abstract. Monitoring of oil-field development with the use of geophysical and hydrodynamic methods has become an important tendency in carrying out modern projects of extracting oil. For this reason nowadays the leading international companies use Smart Wells technology for well completion. The technology involves well facilities with downhole temperature, pressure and flow rate sensors, as well as with specific hydraulic and electric valves or clutches controlled from the surface. This is the typical way of equipping multilateral and multi-zone wells where there is an opportunity to change the operating conditions immediately after obtaining the data

which require mode correction from the downhole sensors.

The article includes data providing the opportunity of solving practical problems in borehole geophysics with the use of distributed measuring systems in the hole of a horizontal well. It is essential to carry out complex oil-field research in the boreholes using mathematical simulation of thermo-hydrodynamic processes before presenting the final conclusion. The material is illustrated with examples from the wells.

1. Mathematical model of thermo-hydrodynamic processes in a horizontal well.

Mathematical modeling of thermo-hydrodynamic processes has been recently paid great attention to in solving oil-field problems [3]. Below there is presented a mathematical model for calculating thermo-hydrodynamic processes in the system Bed – Horizontal Well.

Forward geophysical problem.

The basic physical processes taking place in the bed and the borehole in the interval between the sensors are the following:

- Convection transfer along the borehole
- Inflow from productive intervals
- Conductive heat interchange of the well and surrounding rocks
- Conductive heat transfer in surrounding rocks
- Thermodynamic effects in surrounding rocks (Joule-Thomson effect, adiabatic effect)

We assume that the current in the bed and the well is homogeneous and can be considered as pseudo-one-phase.

The model consists of equations describing one-phase nonisothermal flow in the bed and the borehole and the connecting ratio.

The equation of bed continuity in weakly compressible environment is :

$$\beta^* \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(rK \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad R_w \leq r \leq R_k$$

where K is fluidity of the mixture which is defined in the following way:

$$K = k \left(\frac{k_1(S_1)}{\mu_1} + \frac{k_2(S_2)}{\mu_2} \right)$$

The volume ratio of oil and limiting condition can be found from the given volume production flow of the phase per the unit of well length. For that the following system of equations is used:

$$2\pi R_w \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=R_w} = q_1$$

$$2\pi R_w \frac{k_2(1-S_1)}{\mu_2} \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=R_w} = q_2$$

Here the unknown values are $\frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=R_w}$ and S_1 . Phase permeabilities and viscosities are considered to be given. Elastic

capacity is found as follows:

$$\beta^* = m(S_1\beta_1 + S_2\beta_2) + \beta_{sk}$$

The equation of heat transfer is the following:

$$C \frac{\partial T}{\partial t} - \frac{1}{r} \left(\rho_1 c_1 \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} + \rho_2 c_2 \frac{k_2(1-S_1)}{\mu_2} \right) \frac{\partial}{\partial r} \left[r k \frac{\partial p}{\partial r} T \right] = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_r^* \frac{\partial T}{\partial r} \right) + m \bar{\eta} \frac{\partial p}{\partial t}$$

$$+ \left(\varepsilon_1 \rho_1 c_1 \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} + \varepsilon_2 \rho_2 c_2 \frac{k_2(1-S_1)}{\mu_2} \right) k \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2$$

$$C = m[\rho_1 c_1 S_1 + \rho_2 c_2 (1-S_1)] + (1-m) \rho_{sk} c_{sk}$$

The equation of mass conservation in the well is:

$$\frac{\partial S_1}{\partial t} + \frac{\partial v S_1}{\partial z} = q_1$$

$$\frac{\partial v}{\partial z} = \sum_i q_i$$

In case of accounting for the gas phase the equation of mass conservation is written in the assumption that the production flow of the coming gas consists of two parts: gas after degassing (its production flow is proportional to oil production flow) and free gas.

The equation of heat transfer in divergence expression is:

$$\frac{\partial CT}{\partial t} + \frac{\partial CvT}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \eta C \frac{\partial p}{\partial t} + (\rho_1 c_1 q_1 + \rho_2 c_2 q_2) T_w + \alpha (T_{ex} - T), \text{ где } C = \sum_i \rho_i c_{pi} S_i$$

To close the equation of heat transfer it is essential to correctly define the heat exchange rate which takes into account the fact that the flow is not one-phase and heat resistance of the well construction.

Inverse problem.

To define the profile of injection capacity/productive capacity in a horizontal well from the data of distributed temperature and pressure sensors the inverse problem is solved.

The solution of the inverse problem comes down to minimizing the following functional:

$$F(q_o, q_g, \delta T) = \sum_i (T_m(t_i, q_o, q_g) - T_f(t_i) - \delta T)^2$$

Here T_f is temperature measured with the sensor, T_m is calculated temperature, q_o is oil production flow, q_g is free gas production flow, δT is correction of the temperature being measured.

Below there are examples of solving inverse problems applying the given approach.

2. Thermo-hydrodynamic survey with the use of a garland (sensors) distributed at fixed depths along the horizontal well.

In *JSC Surgutneftegas* and *JSOC Bashneft* the experts have tested a survey technology using a garland of autonomous tools delivered to the horizontal zone of the borehole with a string of tubing in special containers [1]. This scheme is different from others as temperature and pressure sensors in the process of logging are located in fixed points, consequently, the well mode is changing, for instance, with the use of a jet-pump.

In the article [2] we consider questions of applying multi-sensored technology and approaches of solving oil-field problems.

The interpretation of the given temperature and pressure measurements with the distributed sensors is based on the analysis of thermodynamic effects: Joule-Thomson effect, adiabatic effect and heat of degassing. The Joule-Thomson effect proves the presence of active bed intervals. The heat of oil degassing also greatly affects the character of temperature distribution under the conditions of pressure dropping in the well and the bed lower than saturation pressure. Without an inflow the temperature field is formed only under the adiabatic effect, and under the conditions of pressure dropping lower than saturation pressure in the well – under the heat of degassing.

With non-stationary filtration at the start, shutdown, or change of well operation conditions one can observe at the bottomhole the combination of adiabatic and barothermal effects, as well as the effects of oil degassing, when there is a drop of pressure to the points lower than the saturation pressure, and the effects of convective and conductive heat exchange. An abrupt change of bottomhole pressure is accompanied by 'adiabatic' effects in the wellbore which are registered with pressure sensors P and temperature sensors T. As the decrease of a bottomhole pressure to points lower than the bed pressure is accompanied with the inflow of fluids in the borehole, the adiabaticity of the process is disturbed due to throttling effects in the reservoir and calorimetric blending of nonisothermal flows. The combined analysis of the effects mentioned and theoretical modeling of thermo-hydrodynamic fields observed in the borehole and in the reservoir make it possible to single out the operating parts of the horizontal well without calculating flow parameters.

The technology of thermobaric monitoring has been developed in mutual work of the geophysical company *TNG-Group* and the specialists of the Chair of Geophysics, *Bashkir State University*. It is based on a distance reading of the temperature and pressure sensors that significantly increases the time of obtaining the data and widens functional opportunities of the technology without lifting the tools for reading the information and recharging the storage and power supply source.

Nowadays to carry out such experiments *TNG-Group* uses the hardware and software complex *KASKAD*. Its fundamental technical characteristics are given in Table 1.

Table 1

Fundamental technical characteristics of the complex *KASKAD*

Well log probe	
Number of modules N, units	1...10 (20)
Maximum operating pressure, atm	400
Maximum operating temperature, 0C	+120
Time of module reading, s	1xN
Length of cable between the modules, m	1...150
Well module	
Range of pressure measurement, atm	0 ... 400
Limits of assumed value of basic relative measurement error of pressure, %	±0.25
Range of temperature measurement, 0C	0 ... +120
Limits of assumed value of basic absolute measurement error of temperature, 0C	±0.1
Voltage, V	20
Current consumption, mA	20
Overall dimensions, mm: length / diameter	645 / 38
Mass, kg	3
Surface recorder	
Information transfer with well log probe	Manchester-II
Interface with control computer	USB
Storage time, 24 hours	512/N
Supply voltage, V	160...240
Supply frequency, hertz	47...53
Maximum power consumption, Watt	10
Temperature of environment, 0C	minus 30...50
Overall dimensions, mm: (length / width / height)	200 / 220 / 100
Mass, kg	3

The technology is carried out by dropping into the horizontal zone of the borehole a garland of pressure and temperature sensors (the number of paired sensors is up to 20) which are distributed in perforated oilwell tubing at the given beforehand distances. As a result, the sensors appear to be distributed at depth in the productive interval of a horizontal well. A single-core logging cable becomes the information bearer channel with the surface power supply and recording module. The monitoring system is dropped by a workover team. There is monitoring experience of horizontal wells up to 1,000 m long equipped with the system. The system is designed for long-term operation in the well (more than 1 year).

The given monitoring system is mounted both in production wells with artificial lift and free flow production and injection wells. The scheme of mounting the equipment system "KASKAD" for injection and producing wells is presented in Fig.1. The following problems are solved with the complex "KASKAD" in horizontal wells:

- Monitoring bottomhole pressure.
- Profiling bottomhole pressure along the horizontal section.
- Profiling temperature field along the horizontal section.
- Tracking dynamics of well operation.
- Determining operating intervals within the horizontal well.

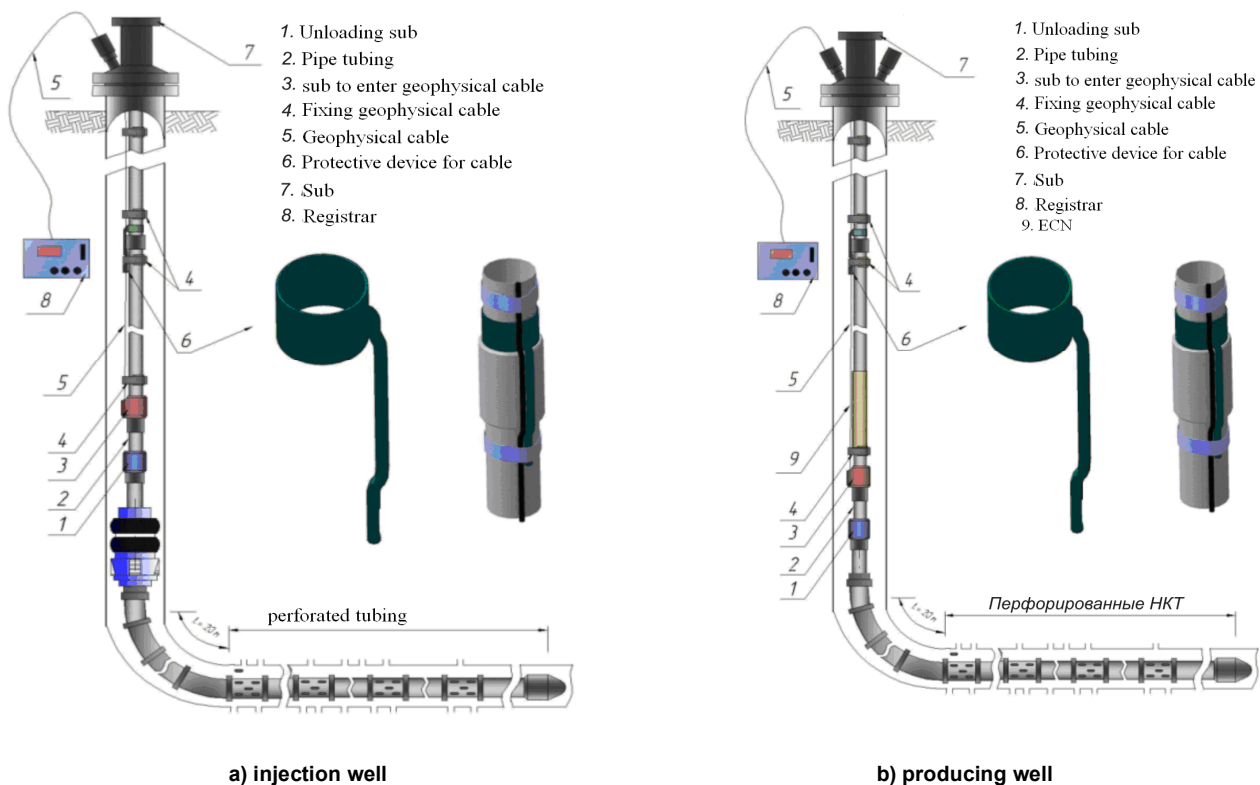


Fig. 1. Scheme of mounting the equipment system "KASKAD"

The interpretation of the given temperature and pressure measurements with the distributed sensors is based on the analysis of thermodynamic effects: Joule-Thomson effect, adiabatic effect and heat of degassing. The Joule-Thomson effect proves the presence of active bed intervals. The heat of oil degassing also greatly affects the character of temperature distribution under the conditions of pressure dropping in the well and the bed lower than saturation pressure. Without an inflow the temperature field is formed only under the adiabatic effect, and under the conditions of pressure dropping lower than saturation pressure in the well – under the heat of degassing.

With non-stationary filtration at the start, shutdown or change of well operation conditions one can observe at the bottomhole the combination of adiabatic and throttling effects, as well as the effects of oil de-gassing, when there is pressure drop to points lower than the saturation pressure, and the effects of convective and conductive heat exchange.

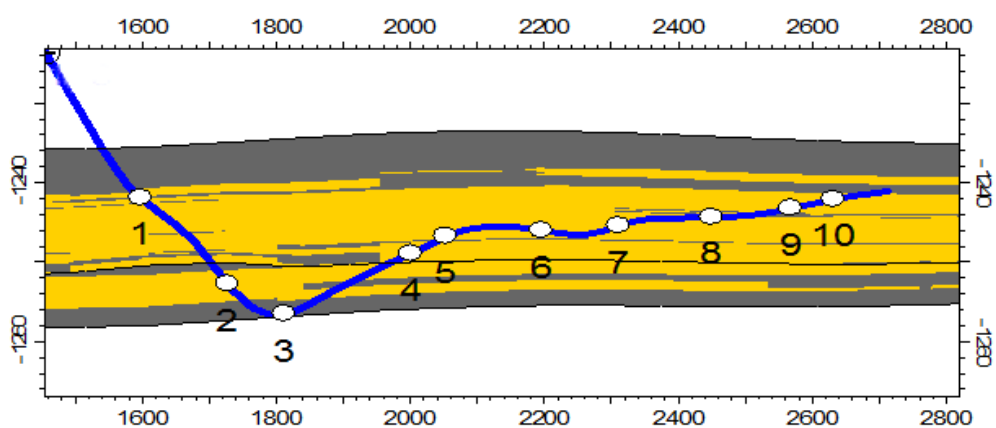


Fig. 2. Geological profile of the horizontal well with the location of remote pressure and temperature sensors indicated

The technology of thermobaric monitoring successfully proved its efficiency in the wells of oil and gas-condensate Verkhnechonskoe field. The garlands of pressure and temperature sensors were located in horizontal boreholes from 700 to 1,000 m long in producing and injection wells. Fig.2 shows the profile of a horizontal well with the system "KASKAD". The horizontal zone of the well has a complicated trajectory. In the nearest zone of horizontal well ('end') there is the lowest part of horizontal borehole. Further on, towards the bottomhole the horizontal well has a smooth rising trajectory. The difference on the vertical axis between the bottomhole

('top') and the lowest point of the horizontal well makes over 14 meters. Within this profile a water seal may be formed in the lower part of horizontal well preventing free movement of the fluid from the bottomhole at free flow production.

In the process of development various parts of horizontal well were involved in operation at different time (Fig. 3). The nearest zone ('end') started to operate first. After three cycles of compression temperature changes, due to inflow from the reservoir, were registered up to a depth of 2,632 m (21% of horizontal well). In the process of conducting further operations of developing the well (from October, 21 to October, 23) the interval of inflow increased to a depth of 2,873 m (44% of horizontal well). In the process of development over balance at the bottomhole reached 40-60 atm.

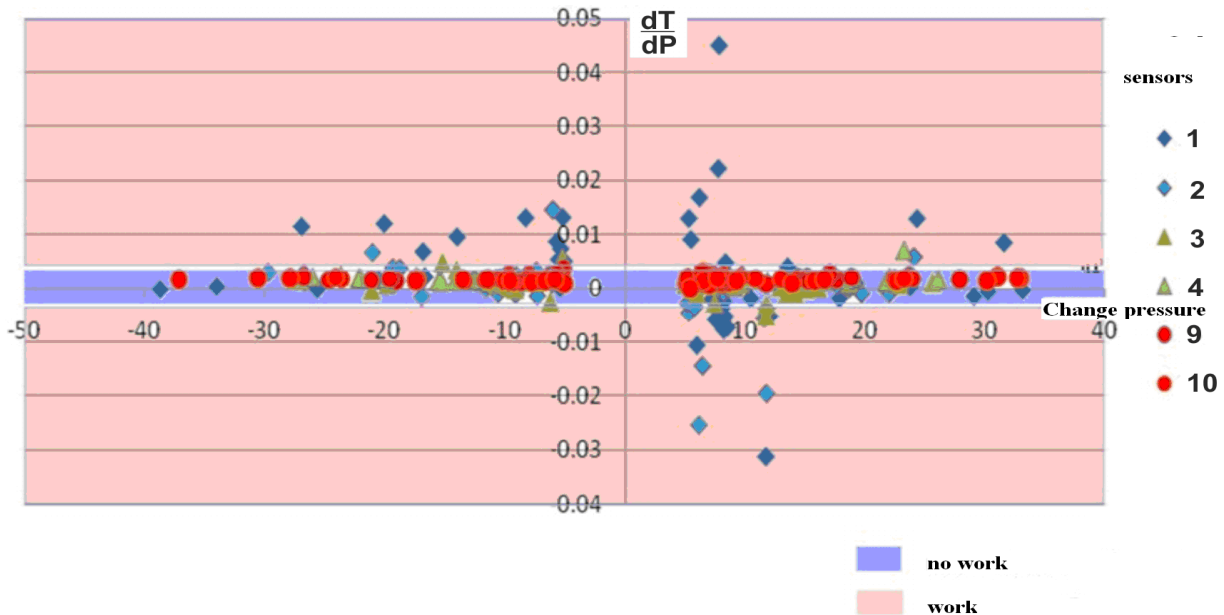


Fig. 3. Indication of operating intervals of a horizontal well by analyzing thermobaric effects in the process of development (transient process)

The profile change of the bottomhole pressure in the horizontal part of well was controlled at a stable production rate. (Fig. 4). The analysis proved that at the initial operation period the highest pressure was in the nearest zone ('end') where the well has the maximum true vertical depth. While analyzing the pressure profile at different periods of operation it was found out that in the operation process the pressure of the lowest part of horizontal well ('end') drops quicker. The value of pressure becomes equal along the horizontal well involving into operation the back end of the well. By the end of December, 2012 the pressure in the well had equalized along the whole horizontal zone. It is noteworthy that there is a tendency of slight decrease of pressure in the bottomhole (sensor 10, depth 3,452 m). The reason for that could be the accumulation of gas in the upper part of the bottomhole. However, in January- May against the background of total pressure drop in the bottomhole the pressure of the 'top' part of the well slows down to decrease. This tendency remained till natural flow production stopped.

To determine the operation of horizontal wells in each interval at different modes (chokes) of production rate relative changes of fluid density were along a horizontal well. To estimate the relative change of density an algorithm with gamma-ray index was applied calculating pressure changes at the location of the sensors at a stable production rate at different chokes. The greater the density of fluid in the borehole is, the lower is the value of the parameter (Fig. 5).

The decrease of fluid density in a horizontal well (especially in its 'top' part) with the increase of production rate (chokes of 10 and 14 mm) is the result of relative rise of gas fraction which comes from the oil in this interval. The increase of fluid density in 'the end' zone with the operation of the well at small chokes (6 and 8 mm) is due to a water seal. When the well turns to the mode of increased production rate (chokes of 10 and 14 mm) the fluid density in the water seal zone drops due to oil and gas fraction in the production and its speed along the borehole.

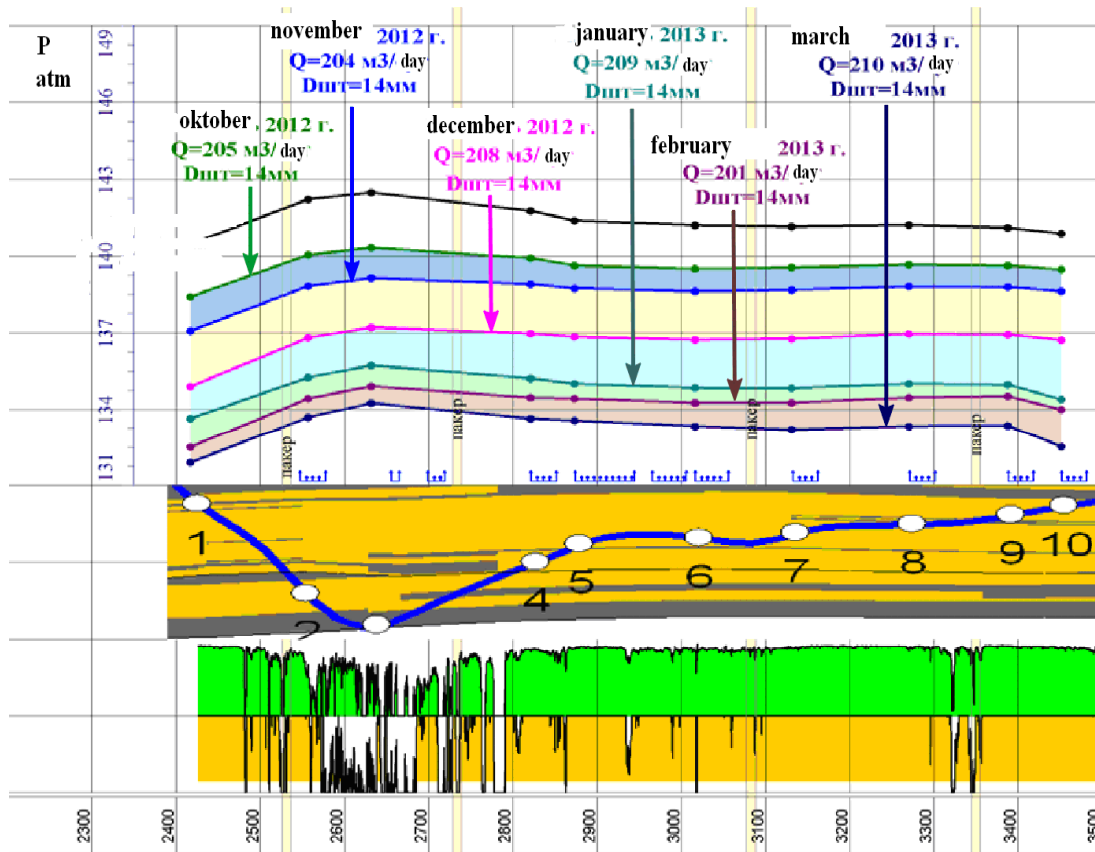


Fig. 4. Profile of pressure change in a horizontal well at a stable production rate at different time periods (from October 2012 to March 2013)

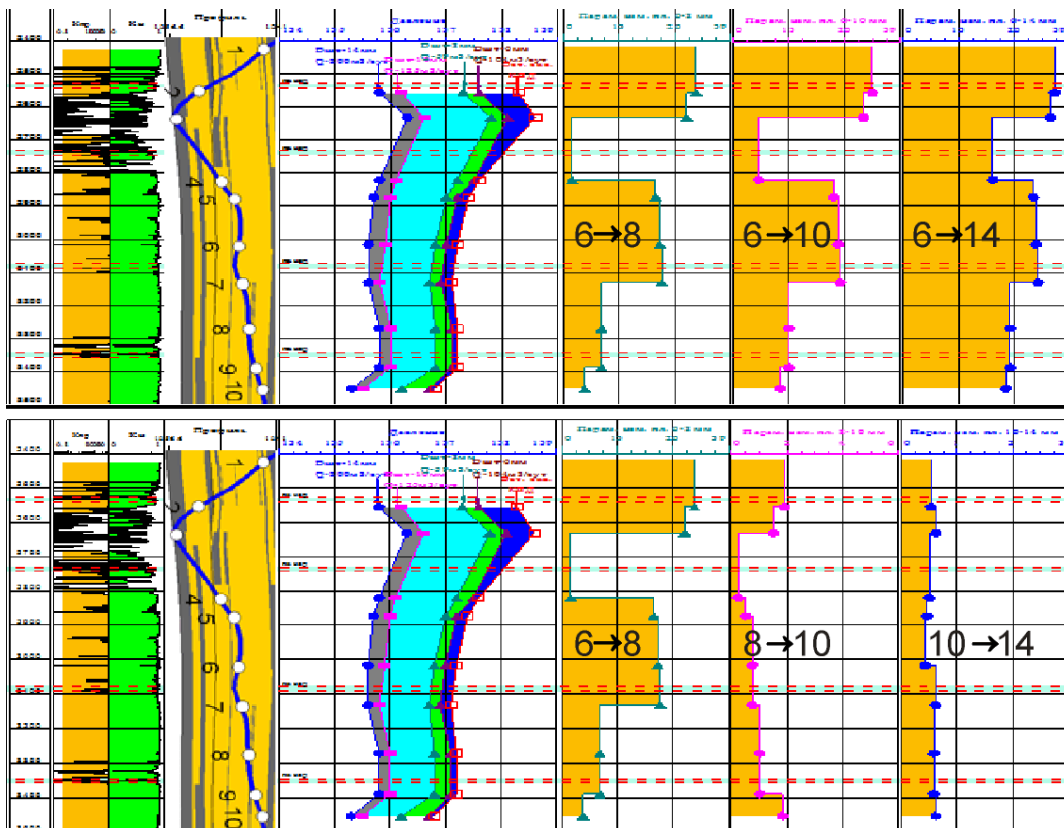


Fig. 5. Comparative analysis of relative change of fluid density along the horizontal well at different modes of production rate (chokes of 6, 8, 10 and 14 mm)

Analysis of the thermodynamic data in the mode of injection for determining the profile of injection capacity.

The results of processing the data of pressure and temperature monitoring in Well 1 in the mode of injection are presented below.

Fig. 6 shows the data of temperature and pressure changes in Well 1 after turning to the mode of fluid injection on the first choke. It is observed that temperature and pressure are changing due to the mode of injection. It is also observed that the heat zone is expanding from the start of fluid injection.

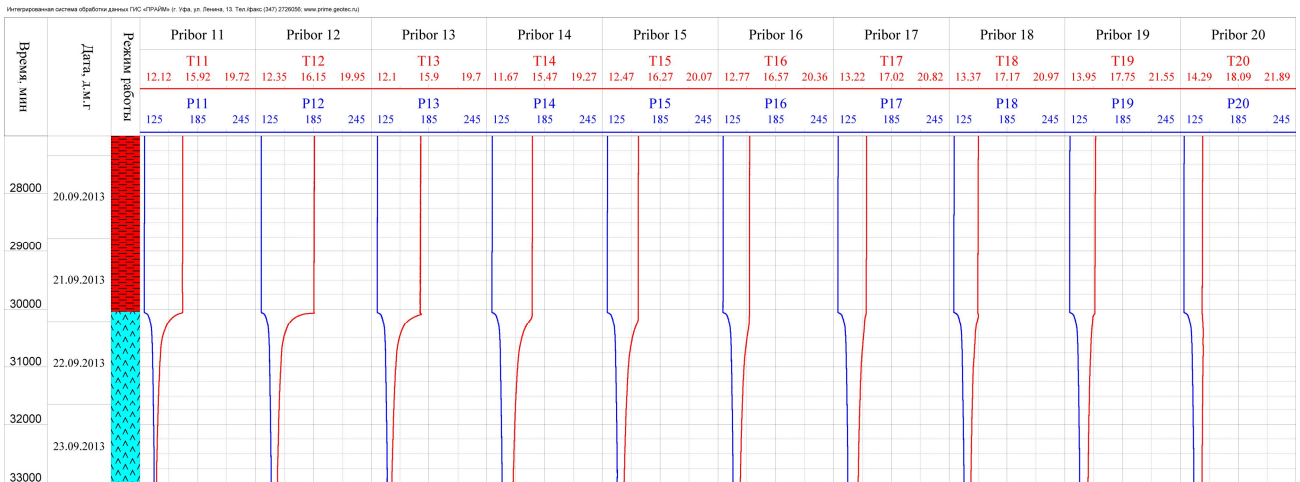
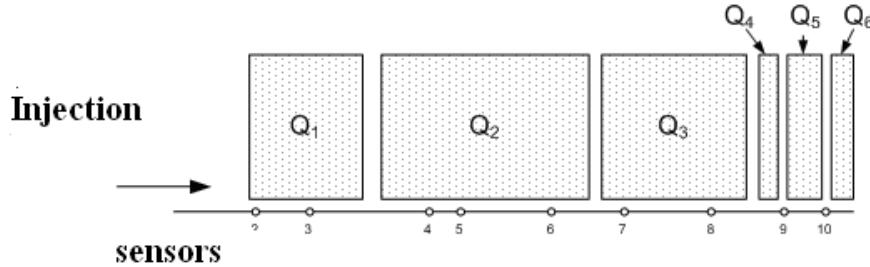


Fig. 6. Change of temperature and pressure in time for different sensors

To simulate the process of injection a model with the following parameters was built: the length of the well is 1,085 m, recipient intervals 120-300, 320-660, 680-915, 930-1,060 are determined by the location of packers. It is assumed that the intervals (except the final one) absorb uniformly, the movement between the tubing string and the tailpipe is not simulated. The final interval is detailed up to the distribution of the sensors.



Scheme of distributing the receiving intervals and sensors

The limiting condition is temperature-time relationship for the first sensor.

Below there are results of solving reverse problems in relation to the profile of saturation (Fig. 7).

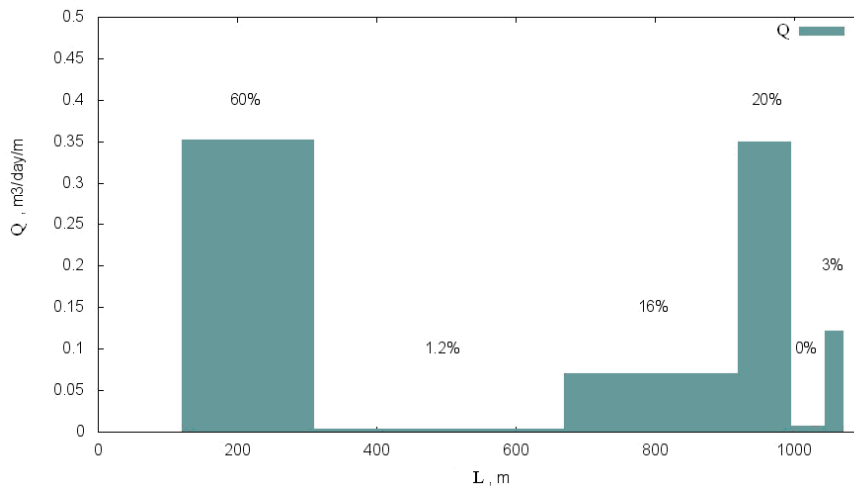


Fig. 7. Profile of saturation in Well No.1

Thus, applying the results of distributed temperature measurement in the mode of injection, as well as initial data correction and the reverse problem solution, the profile of injection capacity of a horizontal well was obtained.

Conclusion

1. The use of the system of distance measurement of temperature and pressure *Kaskad* contributes to effective thermobaric monitoring in operating horizontal wells.
2. The technology of carrying out the research and the algorithms of processing and interpreting pressure and temperature data were developed and applied for long-term monitoring of operating horizontal wells. The sensitivity of a pressure sensor within the well module should be more than 0.001 MPa and that of a temperature one - 0.005 degrees for reliable determination of inflow intervals (injection capacity) under the conditions of multiphase flow.
3. The experience of applying the system *Kaskad* in the wells of oil and gas-condensate Verkhnechonskoe field proved its efficiency in defining working intervals and relative change of the density of the extracted product within the horizontal wellbore at various operating modes.

References

1. R.A. Valiullin, A.Sh. Ramazanov, R.F. Sharafutdinov, V.N. Fedorov, V.M. Meshkov. Opredeleye rabotayuschikh intervalov gorizontalnogo stvola skvazhiny termogidrodinamicheskimi metodami. / Neftyanoye Khozyaystvo, 2004, No.2, pp. 88-90.
2. Ramazanov A. Sh., Valiullin R.A., Shako V.V., Sadretidinov A.A. Thermal model for characterization of near wellbore zone and zonal allocation. SPE 14039, International Petroleum Technology Conference, Qatar, 7–9 December 2009, 24 pp.
3. Muradov K.M. et al. Temperature Transient Analysis in a Horizontal, Multi-zone, Intelligent Well. SPE 150138.

**ОПЫТ ОЦЕНКИ СРОКА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА
ОСНОВЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ
И ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА**

*Абакумов А.А., Абакумов А.А. (мл.), Могильнер Л.Ю., Семин Е.Е.
(ЗАО «Центр диагностики трубопроводов «ИНТРОСКО», г. Москва, Россия),
Лаптев В.В. (ЕАГО, г. Уфа, Россия),
Сулейманов М.А. (ОАО «НПФ «Геофизика», г. Уфа, Россия)*

Аннотация. Разработана и апробирована технология оценки технического состояния (ОТС) нефтяных и газовых скважин на основе применения магнитной интроскопии эксплуатационных колонн и цементометрии. Рассмотрены результаты выполнения оценки технического состояния скважин. Приведены требования к объему данных, необходимых для ОТС, порядку выполнения ОТС скважин. Показана возможность использования технологии ОТС скважин при перспективном планировании капитального ремонта скважин (КРС).

1. Введение.

В настоящее время в Российской Федерации важной задачей при реализации (купле-продаже, аренде, передаче в управление и т.п.) горного имущества является определение обоснованной стоимости нефтегазовых активов, в том числе государственных. Важная роль при этом отводится оценке стоимости нефтяных и газовых скважин, как добывающих, так и другого назначения (разведочных, поисковых и т.п.). По данному вопросу разработан ряд методик [1], основанных на использовании затратного и доходного подхода. При этом одним из наиболее важных элементов при оценке стоимости скважины является прогнозирование срока безопасной эксплуатации скважины.

2. Общие подходы к ОТС скважин.

Эксплуатация нефтяных и газовых скважин осуществляется при комплексном воздействии неблагоприятных внешних факторов: температуры, вибрации, давления, агрессивной среды, механического воздействия на колонну. Для предотвращения коррозии применяется электрохимическая или ингибиторная защита, однако это не может исключить коррозию элементов конструкции скважин. Наибольшее воздействие указанные причины оказывают на эксплуатационные колонны скважин (ЭКС).

В последние годы для определения состояния ЭКС и заколонного пространства разработаны, апробированы более чем на пятистах скважинах и успешно применяются магнитные интроскопы [2, 3], в том числе, в сочетании с цементомерами [4]. Высокая разрешающая способность и достоверность данных, получаемых приборами, позволяет определить линейные размеры, оценить глубину дефектов ЭКС и состояние цементного камня. При этом для скважин любой глубины координаты дефекта (глубина и расположение на периметре трубы) определяются с точностью до 1 см.

Для определения возможности и срока эксплуатации скважин в 2008 году разработана методика оценки технического состояния (ОТС) и расчета срока безопасной эксплуатации нефтяных скважин [5-7]. Начиная с 2008 г. в течение 4-х лет в качестве опытно-промышленной апробации

выполнена ОТС более пятидесяти скважин на объектах ТНК ВР, НК «Славнефть», нефтяных скважин Татарстана и Башкортостана. Также проведены пробные расчеты по данным двухсот скважин, обследованных ранее.

ОТС скважин выполняется после проведения магнитной интроскопии и цементометрии и включает в себя этапы, указанные на рис. 1, в том числе определение напряженно-деформированного состояния (НДС) эксплуатационной колонны.



Рис. 1. Структура ОТС скважин

3. Расчет срока безопасной эксплуатации скважины.

Расчет НДС эксплуатационной колонны скважины осуществляется с использованием технологии моделирования нагрузок колонны в системе ANSYS методом конечных элементов трубы. При этом возможен учет различных факторов, воздействующих на колонну, в том числе:

1. Пространственного расположения колонны
2. Диаметра, толщины стенки и материала труб
3. Характеристик грунта
4. Наличия и состояния цементирования
5. Наличия и расположения центраторов и т.п.

Для оценки НДС эксплуатационной колонны учитываются: проектная информация, данные инклинометрии, стратиграфическая колонка, показания магнитной интроскопии по определению наличия и местоположения центраторов, а также результаты исследования цементного камня.

3.1. Исходные данные для моделирования и расчета НДС трубы эксплуатационной колонны скважины.

Исходные данные для построения модели трубы и расчета НДС ее стенки с использованием

результатов инклинометрии:

- фактическая длина трубы;
- фактическая глубина на уровне низа трубы;
- фактический диаметр трубы;
- фактическая толщина стенки;
- плотность продукта, используемого в скважине;
- год ввода скважины в эксплуатацию.

Для построения конечно-элементной модели и расчета НДС трубы эксплуатационной колонны скважины учитываются следующие параметры инклинометрии:

- № точки измерения;
- длина вдоль трубы;
- смещение в горизонтальной плоскости по оси X;
- смещение в горизонтальной плоскости по оси Y;
- глубина на уровне точки измерения.

Сведения о пластах, геологический разрез принимаются по данным инженерно-геологического обследования или данным, указанным в проектной документации. Пример предоставления данных приведен в табл. 1.

Таблица 1

Название пород	Мощность пласта		Плотность пород, кг/м ³
	от, м	до, м	
Пески, супеси, суглинки, глины	0	350	1909,4
Глины	350	1030	2142,2
Глины, песчаники, алевролиты, аргиллиты	1030	2700	2495,7

На рис. 2 приведен пример выделения в скважине интервалов с дефектами цементирования контактного, контактно-объемного и объемного типа. Условное обозначение состояния цементного кольца и качества изоляции заколонного пространства по данным комплекса сканирующей акустической и гамма-гамма цементометрии приведено в табл. 2.

Таблица 2

Цветовая карта состояния цементного кольца	Характеристика цементного кольца	Качество изоляции заколонного пространства и его цветové изображение
1	2	3
	Бездефектное цементное кольцо	хорошее 
	Бездефектное цементное кольцо при неопределенном контакте с породой	удовлетворительное 
	Цементное кольцо с вертикальным микроканалом на границе с колонной	пониженное 
	Цементное кольцо с зазором на границе с колонной от 30 до 60 мкм	пониженное 
	Цементное кольцо при отсутствии контакта с колонной (раскрытость микрозазора ≥60 мкм)	низкое 

Цветовая карта состояния цементного кольца	Характеристика цементного кольца	Качество изоляции законченного пространства и его цветное изображение
1	2	3
	Цементное кольцо с вертикальным каналом контактно-объемного типа	низкое
	Цементное кольцо с вертикальным каналом объемного типа	плохое
	Отсутствие цементного кольца	отсутствует

В приведенном примере в скважине выделяются интервалы с вертикальным микроканалом на границе цемент-колонна (1137,5-1142 м, 1145-1153 м), с кольцевыми микрозазорами на границе цемент-колонна (153-1155 м, 1155,5-1156 м, 1160-1161,5 м), с контактно-объемными дефектами (1170,5-1173 м, 1174-1178,5 м). Объемные дефекты представляют собой вертикальные каналы в цементном камне и характеризуются одновременным снижением плотности цементного камня (1,5 г/см³) и отсутствием сцепления в секторе раскрытостью (45-90)°.

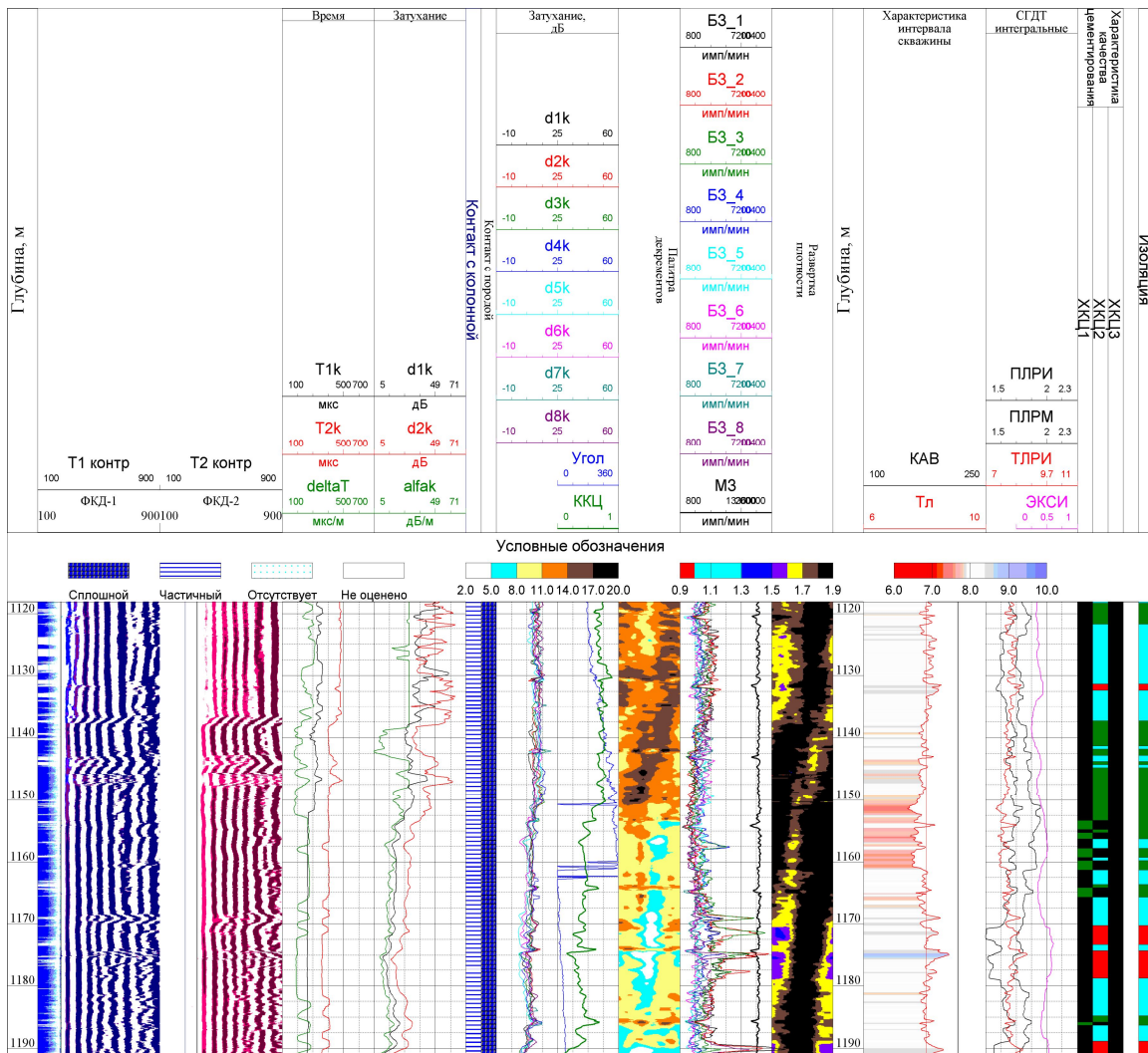


Рис. 2. Пример выделения в скважине дефектов цементирования контактного, контактно-объемного и объемного типа

3.2. Расчет НДС.

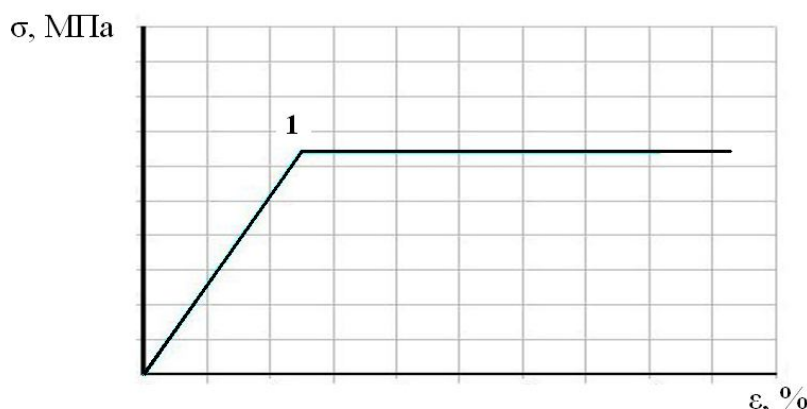
Расчет НДС трубы эксплуатационной колонны скважины производится с целью определения действующих напряжений в зоне дефектов. Расчет НДС трубы с использованием ANSYS включает следующие этапы:

Создание математической модели конструкции:

- построение геометрической модели трубы;
- задание типа конечных элементов и построение конечно-элементной модели;
- создание модели материала;
- приложение нагрузок на модель трубы .

Численное решение системы уравнений, описывающих модель и поведение конструкции, выполняется с использованием внутренних алгоритмов программного комплекса ANSYS. Построение геометрической модели трубы эксплуатационной колонны скважины выполняется согласно исходным данным.

Для моделирования трубы эксплуатационной колонны скважины применен конечный элемент PIPE288 длиной 0,50 м, использующийся для расчета моделей труб с малой и умеренной толщиной – соотношение диаметра трубы к толщине должно быть не менее 10 (20,8 для рассчитываемой скважины). При расчете НДС трубы модель материала (стали) принимается как для идеального упруго-пластического материала по билинейному закону в соответствии с рис. 3.



**Рис. 3. Билинейная модель поведения материала.
Точка 1: $\sigma = R_{yn}$, $\epsilon = R_{yn}/E$**

Для стали группы прочности Д по ГОСТ 632-80 при расчете используются следующие параметры:

- предел текучести $R_{yn} = 373$ МПа;
- модуль Юнга $E = 2 \cdot 10^5$ МПа;
- коэффициент Пуассона $\mu = 0,28$.
- К модели трубы прикладываются следующие нагрузки и закрепления:
- нагрузка от веса металла трубы ($g = 9,81$ м/с²);
- внутреннее гидростатическое давление продукта, используемого в скважине;
- внешнее давление от воздействия пород;
- смещение трубы эксплуатационной колонны скважины в горизонтальной плоскости (по результатам инклинометрии);

- жесткое закрепление по верхней кромке трубы.

В результате расчета НДС получаются распределения полей эквивалентных напряжений в трубе эксплуатационной колонны скважины. Пример модели ЭКС, полученной по результатам расчетов в виде распределения эквивалентных напряжений в элементе эксплуатационной колонны в интервале 1650 - 1850 м с дефектами стенки эксплуатационной колонны приведен на рис. 4.

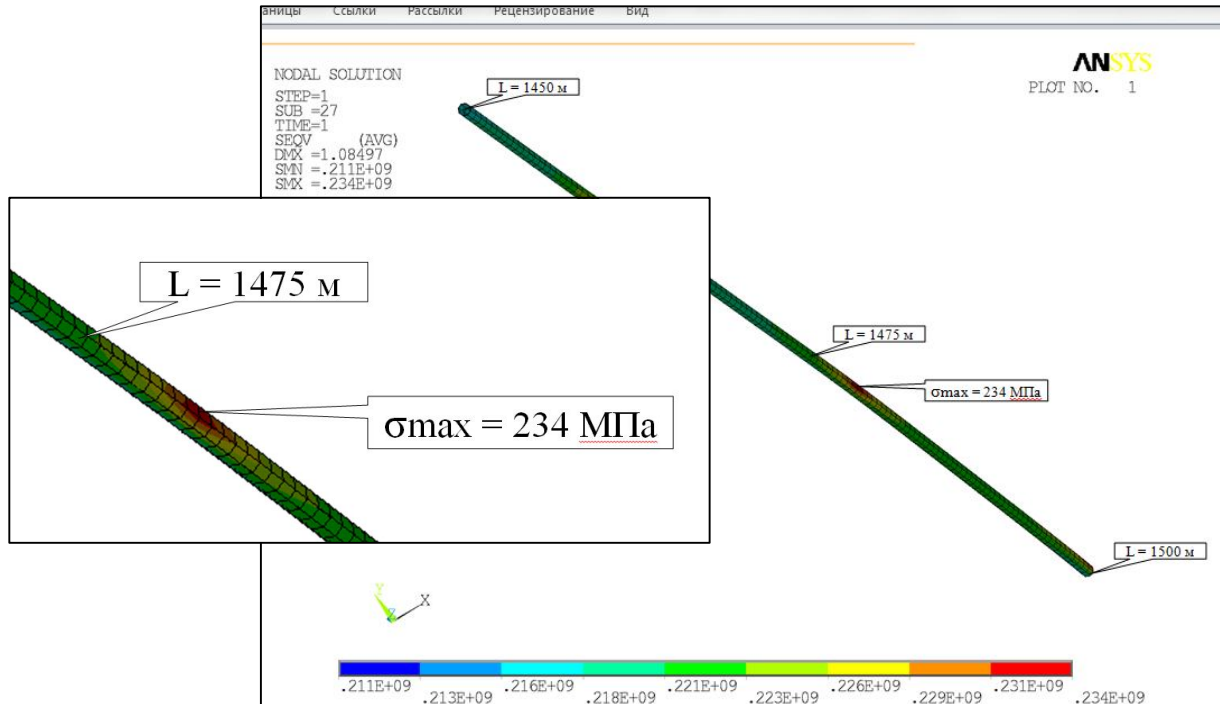


Рис. 4. Распределение полей эквивалентных напряжений в трубе эксплуатационной колонны скважины. Искривление трубы соответствует результатам инклинометрии

3.3. Расчет срока безопасной эксплуатации скважины с дефектами.

Расчет срока безопасной эксплуатации дефектного участка элемента эксплуатационной колонны выполняется по условию достижения предельной прочности и пластичности в вершине дефекта (условия сохранения целостности колонны). Напряжения в зоне дефекта определяются с учетом данных о напряженно-деформированном состоянии эксплуатационной колонны, полученных при моделировании. Минимально допустимая остаточная толщина стенки в зоне дефекта определяется численно по формулам механики разрушения. Допустимый срок эксплуатации участка колонны с дефектом устанавливается как период времени, за который глубина дефекта достигнет предельной величины за счет коррозии.

Скорость коррозии трубы ЭКС, определяется с учетом применяемых ингибиторов коррозии и используемой системы ЭХЗ по формуле:

$$V_{\text{корр}} = \frac{t - t_0}{T_i}, \quad (1)$$

где t_0 – минимальная толщина трубы, определенная при диагностике;

t – проектная толщина трубы;

T_i – срок между вводом в эксплуатацию скважины и датой проведения обследования.

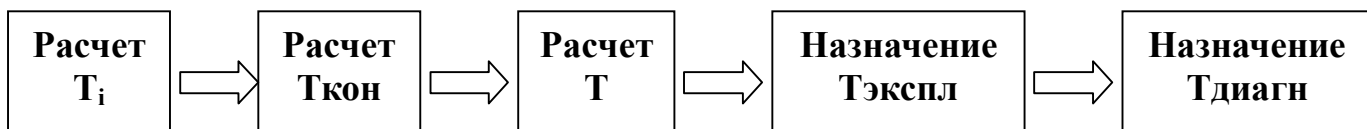


Рис. 5. Алгоритм назначения срока безопасной эксплуатации ЭКС с дефектами

T_i - срок безопасной эксплуатации элемента, конструкции с дефектом номер i ;

$T_{кон}$ - срок безопасной эксплуатации конструкции с дефектами как минимальное значение T_i для конструкции;

T - срок безопасной эксплуатации скважины в целом как минимальное значение $T_{кон}$ для ЭКС;

$T_{экспл}$ - срок эксплуатации скважины в годах (1, 2, 3, 4), для которого определяется перечень конструкций, подлежащих ремонту для обеспечения безопасной эксплуатации в течение этого срока;

$T_{диагн}$ - срок проведения очередного обследования (диагностики)

Алгоритм назначения срока безопасной эксплуатации ЭКС с дефектами по результатам обследования (диагностирования) приведен на рис. 5.

Техническое состояние муфтового соединения также учитывается в расчетах в соответствии с действующей в России нормативной документацией [8]. При этом введена следующая градация состояний муфтового соединения:

- нормативное – недоворот труб в муфтовом соединении не более 30мм;
- ненормативное – недоворот труб в муфтовом соединении более 30 мм.
- допустимое – эксплуатация допускается без ограничений, срок эксплуатации – до следующего обследования;
- недопустимое – требуется изменение условий эксплуатации или ремонт.

3.4. Результаты оценки технического состояния скважин.

Проведенный по результатам диагностики скважин анализ дефектов показывает, что наиболее часто встречаются дефекты коррозионного происхождения (порядка 70 % от общего числа дефектов), представляющие из себя отдельные язвы (рис. 6) или цепочки язв (рис. 7). Наиболее опасны язвы, расположенные по окружности колонны и в зоне муфтовых соединений (рис. 8).

Другим типичным дефектом является недоворот труб эксплуатационной колонны (рис. 9), который под действием напряжений от изгиба ЭКС и ее веса может привести к ее разгерметизации.

Третьим из наиболее часто обнаруживаемых дефектов является механическое повреждение (рис. 10), возникающее при опускании в ЭКС насосно-компрессорных труб, проведении диагностики или КРС. При определении срока эксплуатации ЭКС с данным типом дефекта принимается во внимание характер дефекта и расчет ведется с учетом возникающих микротрещин в вершине дефекта.

При определении срока эксплуатации ЭКС с данным типом дефекта принимается во внимание характер дефекта и расчет ведется с учетом возникающих микротрещин в вершине дефекта.

Согласно полученным при опытно-промышленной апробации технологии ОТС в среднем на 1 километр ЭКС обнаруживается 10-20 коррозионных дефекта, 5-7 недоворотов муфт и 0,2-0,3 механических повреждения. При этом по результатам ОТС только 1-2 дефекта признается недопустимым и требуется их устранение для продолжения эксплуатации скважины на штатных режимах. Для остальных дефектов указывается срок, в течение которого герметичность ЭКС не будет нарушена. В течение этого срока допускается продолжение эксплуатации скважины без выполнения ремонта ЭКС.

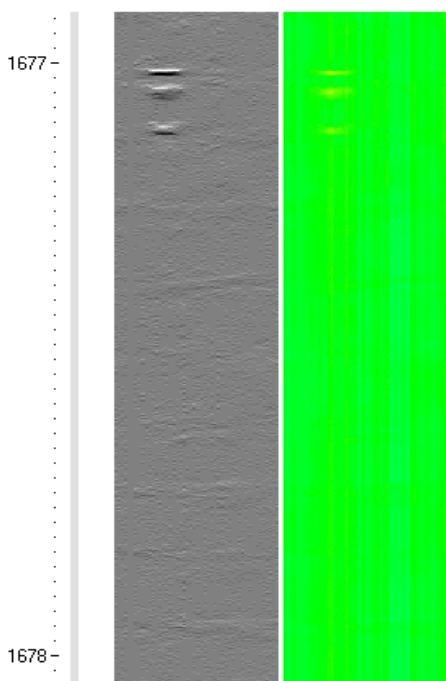


Рис. 6. Отдельная язва

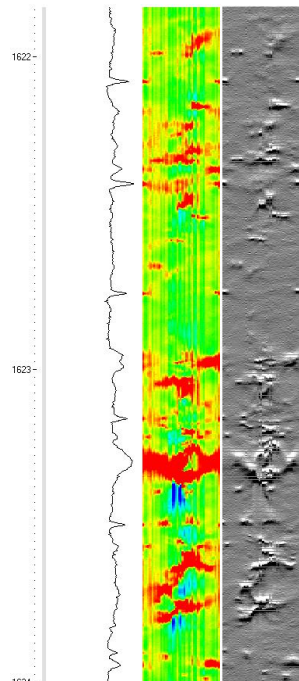


Рис. 7. Цепочка язв

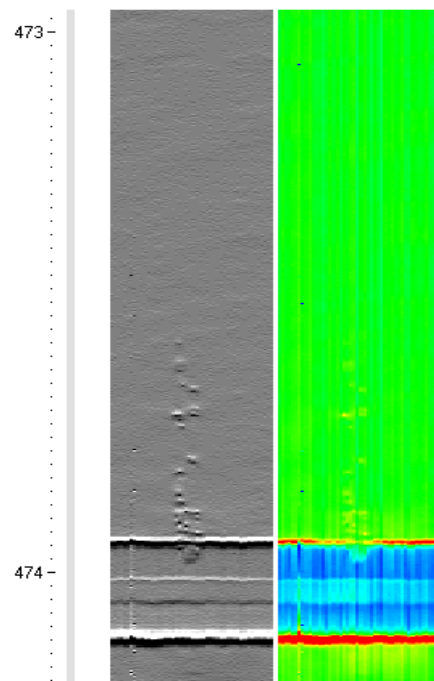


Рис. 8. Язвы в примуфтовой зоне

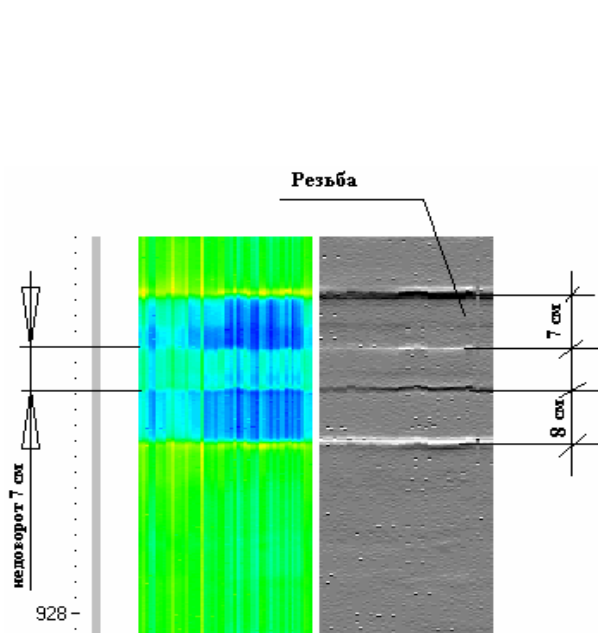


Рис. 9. Недоворот муфты

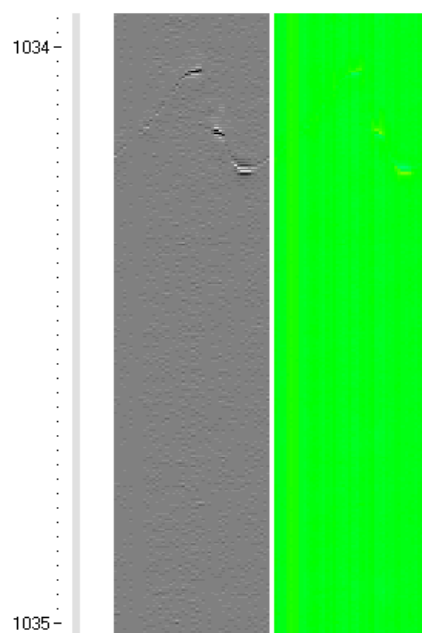


Рис. 10. Механическое повреждение

Ранжирование дефектов по срокам устранения позволяет владельцу скважин планировать КРС, в том числе определять сроки, объемы и методы КРС на основе полной информации, указываемой в заключении по ОТС. В настоящее время предлагается проведение краткосрочного и среднесрочного планирования. Рекомендуемая на основании результатов повторных обследований ЭКС периодичность обследования скважин – один раз в четыре года.

Получение данных о сроке безопасной эксплуатации позволяет в соответствии с действующими методиками осуществлять оценку стоимости скважины.

Выводы:

1. За 4 года опытно-промышленной эксплуатации технология ОТС доказала свою работоспособность и целесообразность применения для определения срока эксплуатации эксплуатационных колонн скважин.

2. Благодаря внедрению технологии ОТС владелец скважины получает возможность заблаговременно назначать срок планово-предупредительного ремонта ЭКС. При этом устраняется ремонт «по факту», необходимость которого возникает случайным образом при падении добычи за счет сквозного повреждения ЭКС.

3. Внедрение планово-предупредительных ремонтов позволит владельцу скважин исключить снижение добычи за счет не герметичности ЭКС, разработать краткосрочные и среднесрочные планы ремонта, снизить затраты на КРС за счет получения достоверной информации о дефектах, а также улучшить экологическую составляющую эксплуатации скважин.

4. Информация о сроке безопасной эксплуатации позволяет осуществлять оценку стоимости нефтяных и газовых скважин при определении обоснованной стоимости нефтегазовых активов, в том числе государственных.

Заключение.

Технология ОТС скважин успешно прошла период апробации и может быть использована нефте- и газодобывающими компаниями. Отраслевые регламенты и руководящие документы компаний по применению данной технологии могут быть разработаны в короткие сроки.

Список использованных источников

1. С. Филатов, Н. Захарченко Стоимость скважин глубокого бурения: развитие методического инструментария, - Нефтегазовая вертикаль, №5, 2012 г., с.54.

2. Патент РФ №2382357 Интроскоп магнитный скважинный Авторы: А.А. Абакумов (мл.), Н.Г. Ибрагимов, В.Г. Фадеев и др. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений 20.02.2010 г.

3. А.А. Абакумов, А.А. Абакумов (мл.), В.Г. Фадеев, Г.А. Федотов, В.В. Баженов, В.А. Лифантьев, Р.С. Мухамадиев, Ф.И. Даутов, С.А. Долгих Технология магнитной интроскопии для дефектоскопического обследования эксплуатационных колонн скважин, - Материалы V Российско-китайского симпозиума по промысловой геофизике, сборник тезисов докладов.

4. Сулейманов М.А., Исламгулов В.И., Галеев Р.Р. Аппаратурно-методический комплекс АМК-2000 сканирующего типа для контроля качества цементирования скважин, - Материалы VI Российско-китайского симпозиума по промысловой геофизике, сборник тезисов докладов, с. 17.

5. Могильнер Л.Ю., Абакумов А.А., Семин Е.Е. Оценка технического состояния с расчетом срока безопасной эксплуатации нефтяных и газовых скважин на основе технологии скважинной магнитной интроскопии, - Трубопроводный транспорт [Теория и практика], №3 (15), сентябрь 2009 г, стр. 28 – 31.

6. Л.Ю. Могильнер, А.А. Абакумов (мл.), Е.Е. Семин Оценка технического состояния и расчет срока безопасной эксплуатации нефтяных и газовых скважин с применением технологии скважинной магнитной интроскопии, Каротажник

7. А.А. Абакумов (мл.), Л.Ю. Могильнер, Е.Е. Семин Оценка технического состояния нефтяных и газовых скважин с применением технологии скважинной магнитной интроскопии,

Материалы VI Российско-китайского симпозиума по промышленной геофизике, сборник тезисов докладов, с. 88.

8. ГОСТ Р 51906-2002 Соединения резьбовые обсадных, насосно-компрессорных труб и трубопроводов и резьбовые калибры для них. общие технические требования. Таблица 2.

EXPERIENCE IN EVALUATION PERIOD OF THE SAFE OPERATION OF OIL AND GAS WELLS ON THE BASIS OF DIAGNOSING THE PRODUCTION CASING AND THE CASING ANNULUS

Abakumov A.A., Abakumov A.A. (J), Mogilner L.U., Semin E.E. (Center of pipelines diagnostic "INTROSCO", Moscow, Russia), Laptev V.V., Suleymanov M.A. ("NPF GEOFIZIKA", Ufa), ("INTRON PLUS", Moscow, Russia)

Abstract. The authors have developed a technology assessment of technical condition (ATC) of the oil and gas wells. The basis of the technology is the use of magnetic introscopy of production casing and cement bond logging of wells. The publication presents the results of evaluation of technical condition of wells. Furthermore the requirements to the volume of data and determine the order of the period safe operation of the wells. Calculation of the period safe operation of wells is necessary for planning and evaluation of repair cost wells.

1. Introduction.

Currently, the Russian Federation, an important task for sale (sale, lease, transfer of control and so on) mining property is the definition of the reasonable cost of oil and gas assets, including government. An important role is given to the valuation of oil and gas wells, as mining and other purposes (exploration, prospecting, etc.). On this issue, a number of techniques [1] has developed, based on the use of costly and the income approach. At the same time one of the most important elements in assessing the value of the well is to predict the period of safe operation of the well.

2. Common approaches to the ATC of the oil and gas wells

Exploitation of oil and gas wells by the combined action of unfavorable external factors: temperature, vibration, pressure, corrosive environment and mechanical strength to the column. An inhibitor or electrochemical protection is used to prevent the corrosion, but it cannot exclude the corrosive elements of the construction of wells. The greatest impact of these causes *has on* the performance of the production casing (PC).

In recent years, magnetic introsopes [2, 3], also including in conjunction with cement bond log sonde [4], were developed, tested with more than five hundred wells and successfully applied to determine the PC state and the space behind the casing. High resolution and accuracy of the data obtained by instruments help to determine the linear dimensions, to assess the depth of the defect state of the PC and cement. In addition, the coordinates of the defect in wells of any depth (depth and location on the perimeter of the pipe) are determined with an accuracy up to 1 cm

In 2008 a method of assessing the technical condition (ATC) and calculating the period of safe operation of oil wells [5-7] was developed. It uses to determine the capacity and life of the wells. Since 2008, ATC more then fifty wells have been performed as an experimental-industrial testing. There were sites like TNK-BP, NC "Slaveneft" oil wells in Tatarstan and Bashkortostan. Also test calculations based on the two hundred wells studied previously were carried out.

ATC is performed after a magnetic imaging and cement bond logging. It comprises the steps shown in Fig. 1 including the determination of the stress-strain state (SSS) of the production casing.

3. Calculation of the term safe operation of the well.

Calculation of SSS production casing wells is carried out using simulation technology column loads in the system ANSYS finite element tube. At the same time there are a lot of different factors affecting the column, including:

1. Spatial arrangement of the columns
2. Diameter, wall thickness and pipe material
3. Characteristics of the soil
4. Availability and condition of cement
5. The presence and location of centralizers, etc.

Design, data deviation survey, stratigraphic column, the testimony of a magnetic imaging for the detection and location of centralizers, and the results of studies of cement paste taken into account when assessing the production casing SSS.

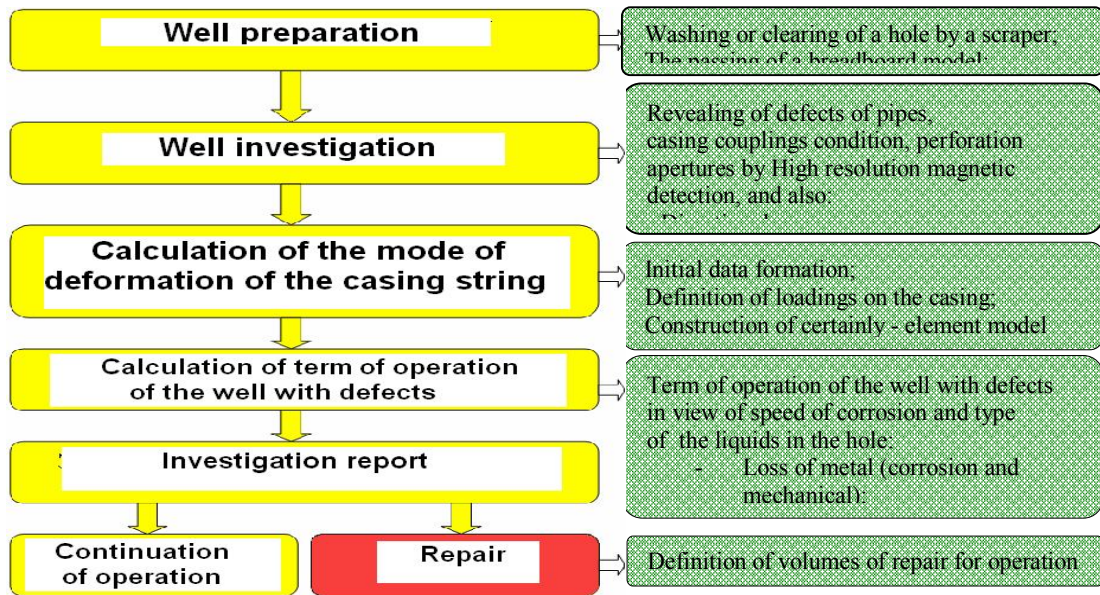


Fig. 1. ATC method

3.1. Input data for modeling and calculation of pipe SSS of a production casing wells

Input data for model construction and the pipe wall of calculating SSS using the results of deviation survey:

- The actual length of pipe
- The actual depth at the bottom of the tube
- The actual diameter of the pipe
- The actual wall thickness
- The density of the product used in the well
- Year of entry wells in operation

Parameters taking into account to construct a finite element model and calculation of pipe production casing SSS:

- № measuring point
- The length along the tube
- The shift in the horizontal plane along the X axis
- The shift in the horizontal plane along the Y axis
- Depth at point of measurement

Information about the seams, geological cross-section is taken according to the engineering-geological surveys or data specified in the project documentation. An example of the data presented in Table 1.

Table 1

The name of the reservoir rock	Rock power, m		Density of the rock, kg/m ³
	on	To	
Sand, sandy loam, loam, clay	0	350	1909,4
Clay	350	1030	2142,2
Clays, sandstones, siltstones, mudstones	1030	2700	2495,7

Fig. 2 shows an example of selection spacing with defects in the well in cement contact, contact-bulk and bulk-type. Symbol status and quality of the cement sheath insulation casing annulus according to the complex scanning and acoustic cement bond logging gamma-gamma is given in Tabl. 2.

Table 2

The color map of the state of the cement ring	Characteristic of a cement quality	Sheath insulation casing annulus and the color image
1	2	3
	Defect-free cement ring	Good
	Defect-free cement ring with indeterminate contact with the rock satisfactory	satisfactory

The color map of the state of the cement ring	Characteristic of a cement quality	Sheath insulation casing annulus and the color image
1	2	3
	Cement ring with a vertical microchannel on the border of a column	Reduced
	Cement ring with a gap at the boundary of the column from 30 to 60 mm	Lower
	Cement ring in the absence of contact with the column (openness microgap more, than 60 mm)	Low
	Cement ring with a vertical channel of contact-type three-dimensional	Low
	Cement ring with a vertical channel surround type	Low
	The absence of a ring of cement	is not

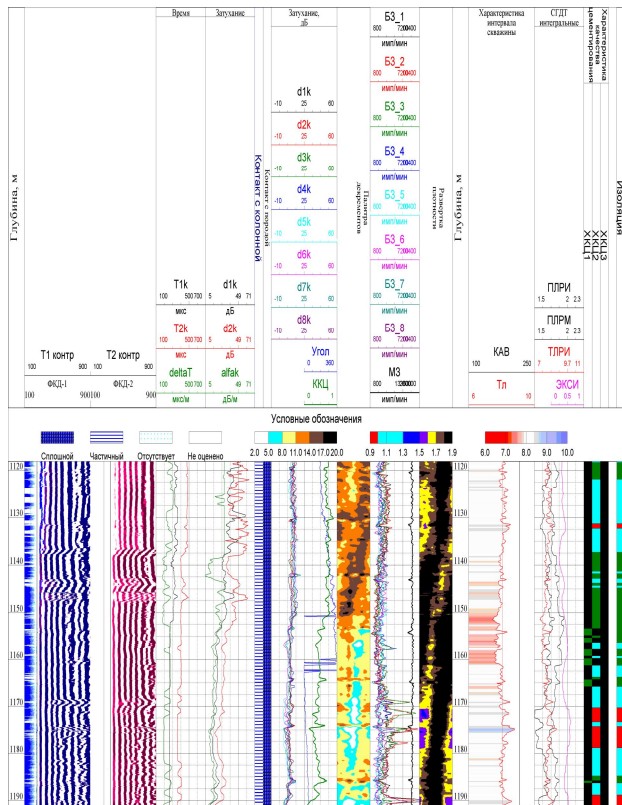


Fig. 2. An example of selection in the well spacing with defects in cement contact, contact-bulk and bulk-type

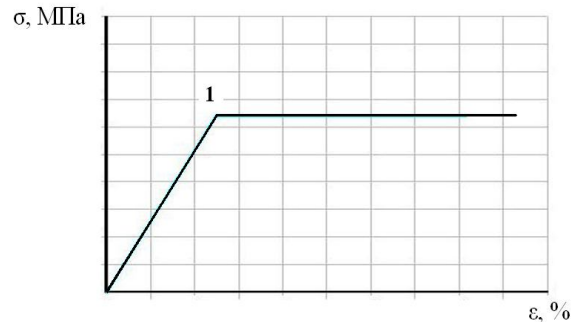


Fig. 3. Bilinear model of the material. Point 1: $\sigma = R_{yn}$, $\epsilon = R_{yn}/E$

In the example highlighted in the well spacing with vertical microchannel on the border of the cement column (1137,5-1142 m, 1145-1153 m), with ring microgap at the boundary of the cement column (153-1155 m 1155,5-1156 m 1160-1161,5 m), with a contact-volume defects (1170,5-1173 m 1174-1178,5 m). Volumetric defects are vertical channels in the cement stone and are characterized by a simultaneous decrease in the density of cement (1.5 g/cm³) and the lack of cohesion in the sector openness (45-90).

3.2. Calculation of SSS

Calculation of pipe production casing SSS uses to determine the operating stresses in the defect. Calculation of pipes SSS using ANSYS includes the following steps:

Creating a mathematical model of the design:

- construction of a geometric model pipe;
- the type of finite elements and the construction of finite-element model;
- creation of a model material;

- the application loads on the model of the pipe.

Numerical solution of equations describing the behavior of the model and the design is performed using internal algorithms software package ANSYS. Construction of a geometric model of the production casing tube wells is performed according to the source data.

To simulate the wells production casing tube used finite element PIPE288 length of 0.50 m, which is used to calculate the models of tubes with small to moderate thickness - the ratio of pipe diameter to thickness should be not less than 10 (20.8 calculated for the wells). In the calculation of SSS tube model of the material (steel) is taken as the ideal elastic-plastic material for the bilinear law, according to fig. 3.

For SSS calculating (the steel strength of the group D according to Russian safety rules (GOST 632-80)) may be used the following parameters:

- yield strength of 373 MPa $R_{yn} =$;
- young's modulus $E = 2 \cdot 10^5$ MPa;
- poisson's ratio $\mu = 0,28$.

Models are applied to the pipe and securing the load following:

- load is the weight of the metal tube ($g = 9,81$ m/s²);
- an internal hydrostatic pressure of the product used in the borehole;
- the external pressure from the effects of rock;
- the shift of production casing tube wells in the horizontal plane (the deviation survey results);
- rigidly fixed to the upper edge of the pipe.

The result obtained by calculating the SSS field distribution of equivalent stresses in the pipe production casing of the well. An example of a model pacemaker according to the results obtained by calculations in the form of distributions of equivalent stress in a production casing in the interval 1650 - 1850 m with a wall defects in the production casing is shown in Fig. 4.

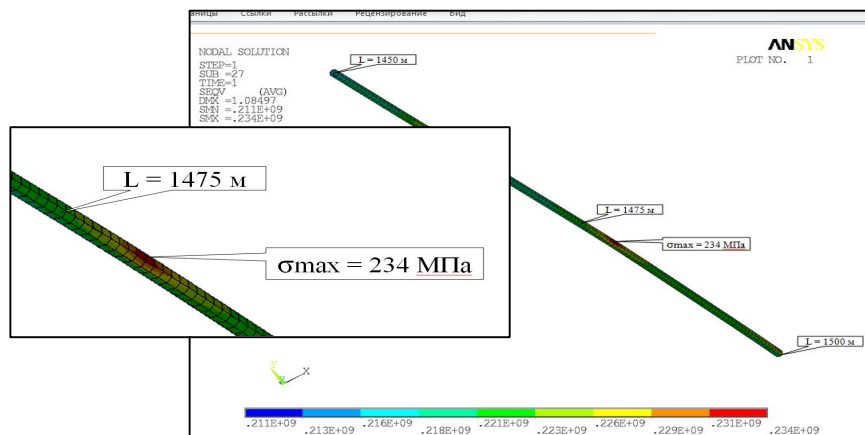


Fig. 4. An example of a model pacemaker

3.3. Calculation of the term safe operation of wells with defects.

Calculation of the term safe operation of the defective area element of the production string is performed by the condition to achieve maximum strength and plasticity at the top of the defect (conditions of preserving the integrity of the column). The stresses in the area of the defect are determined by the data on the stress-strain production casing state, obtained by simulation. The minimum allowable residual thickness in the area of the defect is determined numerically from the formulas of fracture mechanics. The valid period of operation of the column with the defect site is set as a period of time over which the depth of the defect reaches a limiting value due to corrosion.

The corrosion rate of pipe ECS is determined by taking into account the applicable corrosion inhibitors and cathodic protection system used by the formula:

$$V_{kopp} = \frac{t - t_0}{T_i}, \quad (1)$$

Where is t_0 - the minimum thickness of the pipe as defined in the diagnosis;

t - the design thickness of the pipe;

T_i - the period between the commissioning of wells and date of the survey.

The algorithm of the term safe operation of the well with defects destination is shown in Figure5

The technical condition of fittings are also taken into account in the calculations in accordance with the regulatory documents existing in Russia [8]. At the same time introduced the following gradation of states fittings:

- Normative - intertube backlashes is not more than 30mm;
- non-normative - - intertube backlashes is more than 30 mm.
- valid - use is permitted without restrictions, period - until the next survey;
- invalid - need to change the conditions of operation or repair.

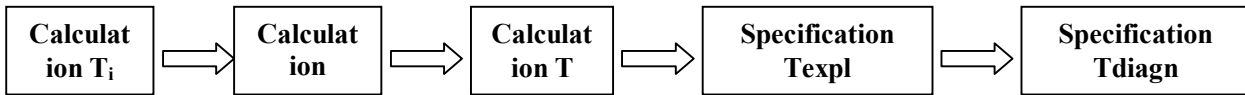


Fig. 5. Algorithm for calculating a safe operation period for the PC with a defects

Tkon - term safe operation of structures with defects as a minimum value for the design of T_i

T - period of safe operation of the wells as a whole as the minimum value for the ECS T_{kon}

Texpl - the life of the well in years (1, 2, 3, 4), for which the list is determined by the structures be repaired to ensure safe operation during this period

Tdiagn - the term of the next examination (diagnosis)

3.4. The evaluation of technical condition of wells.

Analysis of the defects of wells held on the results of diagnostic shows that the most common defects of corrosion origin (about 70% of the total number of defects), which represent the individual ulcers (Fig. 6) or ulceration of the chain (Fig. 7). The most dangerous ulcers, located around the circumference of the PC and in the zone of pipe coupling (Fig. 8).

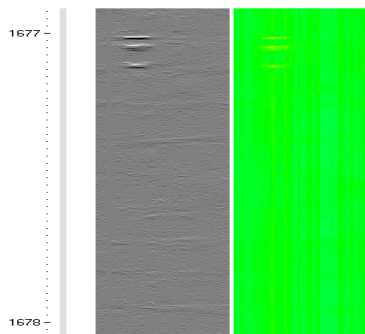


Fig. 6. Single corrosion damage

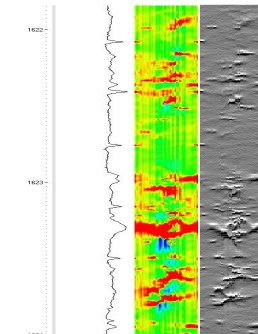


Fig. 7. Chain of corrosion damage

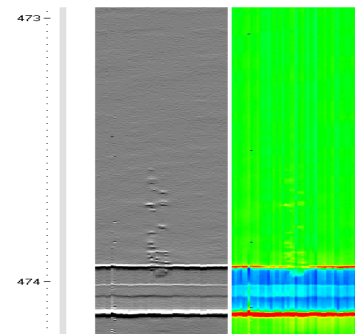


Fig. 8. Corrosion damage in the area of the coupling

Another typical defect is the intertube backlashes of the production casing (Fig. 9), which is under the influence of stress from bending and pacing of its weight can lead to its depressurization.

A third of the most frequently detected defect is mechanical damage (Fig. 10), which occurs when pump - compressor pipes are descent and ascent. In determining the life of the pacemaker with this type of defect is taken into account the nature of the defect and the calculation is taking into account the emerging cracks in the top of the defect.

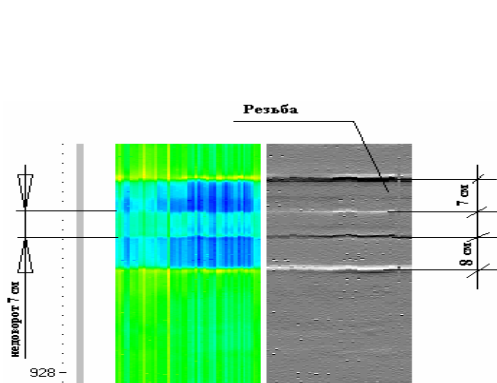


Fig. 9. Intertube backlashes

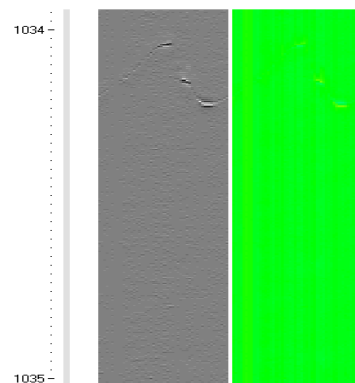


Fig. 10. Mecanical damage

In determining the life of the pacemaker with this type of defect is taken into account the nature of the defect and the

calculation is taking into account the emerging cracks in the top of the defect.

According to the obtained for pilot testing of ATC Technology by an average of 1 kilometer of PC detected 10-20 of corrosion defects, 5-7 the intertube backlashes and 0.2-0.3 mechanical damage. In this case the results of only 1-2 ATC defect as inadmissible and their removal is required for continued operation of the well at standard conditions. For the rest defects may be specified a period of time during which the PC will not seal is broken. During this period, the continuation operating the wells is allowed without repairs pacing.

Ranking of defects in terms of elimination allows the owner of well work over plan, including determining dates, amounts and methods of cattle on the basis of full information in the custody of ATC. Now we propose holding of short-and medium-term planning. Frequency of inspection wells recommended based on the results of repeated surveys of pacing - once every four years.

Obtaining data on the term allows for safe operation in accordance with existing procedures to assess the value of the well.

Conclusions:

1. During 4 years of experimental-industrial exploitation Technology ATC proved its efficiency and feasibility of application to determine the lifetime of the production casing of wells.
2. With the introduction of technology ATC owner of the well is able to advance to assign a term preventative maintenance ECS. This eliminates maintenance "in fact" the need for which arises randomly in the fall of production due to damage to the through ECS.
3. The introduction of regular preventive maintenance will allow the owner to exclude wells production decline is not due to leakage pacing, develop short-and medium-term plans for maintenance, reduce the cost of cattle at the expense of obtaining reliable information about the defects and improve the environmental component of the operation of wells.
4. Information about the safe operation of the term allows for the valuation of oil and gas wells in the determination of the reasonable cost of oil and gas assets, including government.

The technology has successfully passed the ATC wells during testing and can be used by oil and gas companies. Industry regulations and guidelines for the application of this technology can be developed in a short time.

References

1. S.Filatov, N.Zaharchenko cost of deep drilling of wells: the development of methodological tools - Oil and Gas Vertical, № 5, 2012, p.54.
2. RF Patent № 2382357 INTROSCOPE magnetic borehole Authors: A.A.Abakumov (Jr.), N.G.Ibragimov, V.G.Fadeev etc. Incorporated in the State Register of Inventions 20.02.2010
3. A.A.Abakumov, A.A.Abakumov (Jr.), V.G.Fadeev, G.A.Fedotov, V.V.Bazhenov, V.A.Lifantev, R.S.Muhamadiev, F.I.Dautov, S.A.Dolgih Imaging technology for magnetic flaw inspection of production casing of wells - Proceedings of V Russian-Chinese Symposium on Logging, a collection of abstracts.
4. M.A.Suleymanov, V.I.Islamgulov, R.R.Galeev Hardware-methodical complex AMC-2000 type scanning for quality control of well cementing - Proceedings of the VI Russian-Chinese Symposium on Logging, a collection of abstracts, p. 17.
5. L.Mogilner, A.Abakumov (Jr.), E.Semin Assessment of technical condition with the calculation of the term safe operation of oil and gas wells on the basis of magnetic imaging technology - Pipeline transportation [Theory and Practice], № 3 (15), September 2009, pages 28 - 31.
9. L.Mogilner, A.Abakumov (Jr.), E.Semin Assessment of technical condition and the calculation of the term safe operation of oil and gas wells with magnetic imaging technology, Karotazhnik, №3, 2010, p. 28 – 36.
6. A.Abakumov (Jr.), L.Mogilner, E.Semin Assessment of technical condition of oil and gas wells with downhole magnetic imaging technology, Proceedings of the VI Russian-Chinese Symposium on Logging, a collection of abstracts, p. 88.
7. GOST R 51906-2002 THREADED CONNECTIONS. CASING, TUBING AND PIPELINES, AND THREAD GAUGE TO THEM. TECHNICAL CLAIM. Table 2.

**СОПОСТАВЛЕНИЕ И АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН РОССИЙСКИМИ И ЗАРУБЕЖНЫМИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ
(НА ПРИМЕРЕ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ЧАЯНДИНСКОГО НГКМ)**

Плотников В.Л., Чупова И.М. (ООО «Газпром георесурс», г. Москва, Россия)

ООО «Газпром георесурс» является крупным многопрофильным динамично развивающимся современным предприятием, в состав которого входят 16 производственных и научно-производственных филиалов, расположенных во всех основных газодобывающих регионах России, в активе более 250 специализированных полевых партий.

В настоящее время ООО «Газпром георесурс» входит в число крупнейших отечественных геофизических компаний, действующих на территории Российской Федерации и представляет основную геофизическую службу газовой отрасли, обеспечивая полный технико-технологический цикл в области информационного обеспечения поисков, разведки, разработки, эксплуатации объектов углеводородного сырья и подземных хранилищ газа.

Компания успешно принимает участие в реализации проектов ОАО «Газпром» в новых регионах: мегапроект «Ямал» - ввод в разработку Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения, геологоразведочные работы в Восточной Сибири, выход на Чаяндинское месторождение в Якутии, газоснабжение Камчатской области, освоение месторождений в морских акваториях Обской и Тазовской губ и др.

В XXI веке ООО «Газпром георесурс» доказало свою конкурентоспособность, как на отечественном, так и на зарубежном рынках. Предприятием ведутся исследования и работы не только на лицензионных участках ОАО «Газпром», но и на объектах других независимых недропользователей в России и за рубежом (в Латвии, Казахстане, Узбекистане, Вьетнаме, Туркмении, Таджикистане, Белоруссии, а также других странах).

Перспективы развития ООО «Газпром георесурс» связаны с обеспечением устойчивого восполнения и управления минерально-сырьевой базой, повышением эффективности разработки месторождений и эксплуатации подземных хранилищ газа путем внедрения инновационных технологий на всех стадиях жизненного цикла объекта газодобычи и ПХГ.

Большое внимание в компании уделяется внедрению и использованию передовых технологий, новейших разработок аппаратуры и оборудования, современного метрологического обеспечения, применению научно-обоснованных методик комплексной интерпретации геолого-геофизической информации.

Как известно, в соответствии с нормативными документами Российской Федерации для каждого типа скважин предусмотрены как постоянная (или обязательная), так и изменяемая (или дополнительная) часть геофизических исследований. В целом основной комплекс ГИС состоит из широкого набора методов и является обязательным для реализации в каждой скважине. Здесь российский геофизический сервис, имеет явное ценовое конкурентное преимущество и доминирует на рынке. В настоящее время в этом сегменте представлено достаточное количество российских производителей геофизического оборудования и аппаратуры, а также программное обеспечение обработки и интерпретации самого высокого современного уровня.

В последние годы усложнились горно-геологические условия проводки скважин, в связи с чем при изучении разрезов существенное значение приобретают дополнительные исследования, которые предусматривают применение современных высокотехнологичных методов ГИС, к которым относятся сканирующие технологии, метод ЯМК, исследования в процессе бурения MWD/LWD. Очевидно, что объём и значимость этих услуг в России будет увеличиваться по мере освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа, роста объёма бурения горизонтальных скважин и, особенно, по мере освоения шельфа.

В данном направлении российские компании имеют некоторое технологическое отставание, за исключением ЯМТК, где аппаратура производства ООО «Нефтегазгеофизика» г. Тверь является конкурентоспособной с зарубежными аналогами. Электрические имиджеры, кросс-дипольная акустика в России серийно не производятся и находятся в стадии разработки.

С целью повышения эффективности геофизических исследований, внедрения новых технологий ООО «Газпром георесурс» активно сотрудничает с ведущими мировыми компаниями в области ГИРС, изучая их опыт, выполняя совместные исследования.

Так, например, в мае-сентябре 2013 года компаниями ООО «Газпром георесурс» и Schlumberger в четырех скважинах Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения для изучения возможностей и качества аппаратуры, сопоставления и анализа эффективности отечественных и зарубежных технологий ГИС были выполнены независимые геофизические исследования в продуктивных интервалах.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (ЧНГКМ) расположено в юго-западной части Республики Саха (Якутия) (рис. 1) и в рамках правительственной «Программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения ...» определено базовым при формировании [Якутского](#) центра газодобычи и входит в зону первоочередного освоения.

Особую актуальность данный проект приобретает также и, в связи с подписанием в 2014 году многолетнего контракта между ОАО «Газпром» и Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией на поставку российского трубопроводного газа в КНР по «[Восточному](#)» маршруту.



Рис. 1. Обзорная карта месторождений углеводородов Республики Саха (Якутия)

Как объект разведки ЧНГКМ появилось в 1989 году в результате объединения на основе комплексного анализа геолого-геофизической информации ранее открытых месторождений и перспективных площадей в единую неантиклинальную ловушку.

С 2008 года для оценки ресурсной базы, уточнения модели геологического строения ЧНГКМ геологоразведочные работы на территории ведет ОАО «Газпром», все виды работ по геофизическому

сопровождению строительства поисковых и разведочных скважин выполняет ООО «Газпром георесурс».

Согласно нефтегазогеологическому районированию месторождение расположено в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, в тектоническом отношении приурочено к восточному склону Непского свода Непско-Ботуобинской антиклизы.

Геологический разрез района характеризуют нижнепротерозойские образования кристаллического фундамента и рифейские, вендские, кембрийские, юрские, четвертичные отложения осадочного чехла (рис. 2).

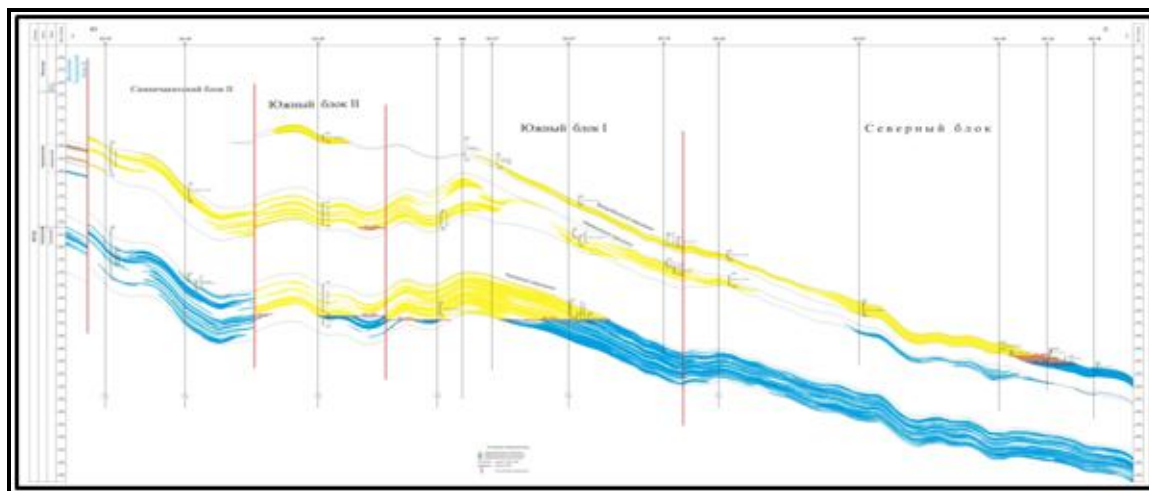


Рис. 2. Чаяндинское НГКМ. Геологический разрез

Вскрытая скважинами толщина осадочного чехла изменяется от 1712 м до 2024 м. Основную роль в его строении играют терригенно-карбонатные отложения венда и галогенно-карбонатные образования кембрия.

Чаяндинское месторождение многозалежное и в соответствии с классификацией по запасам относится к уникальным.

Характерными особенностями ЧНГКМ являются: высокое гипсометрическое положение на склоне Непского свода, наличие многочисленных разрывных нарушений (субвертикальные разрывы, пологие надвиги); решающую роль в строении залежей имеет литологический фактор. Коллекторы продуктивных горизонтов выклиниваются и замещаются. Это относится как к терригенным коллекторам, так и к карбонатным.

Совместное проявление структурного и литологического факторов привело к возникновению многочисленных элементов тектонического и литологического экранирования и, в конечном счёте, обеспечило формирование здесь целого ряда крупных неантиклинальных ловушек.

На Чаяндинском месторождении к промышленно газоносным отнесены пласты трех горизонтов, которые частично перекрываются по площади. Основные ботуобинский и хамакинский продуктивные горизонты имеют более высокие коллекторские свойства. Залежь талахского горизонта локально распространена в центральной части месторождения и характеризуется ухудшенными фильтрационно-емкостными параметрами. В пределах месторождения выделяются четыре тектонических блока: Северный, Южный I, Южный II, Саманчакитский, с которыми связаны залежи углеводородов.

Основные характеристики залежей представлены в табл. 1.

Таблица 1

Основные характеристики залежей углеводородов Чаяндинского НГКМ

Горизонт	Глубина залежания кровли, м	Общая толщина, м	Среднее пластовое давление, МПа	Средняя пластовая температура, °С	Коллектор			Тип залежи, фазовый состав
					Открытая пористость, (кern), %	Коэффициент абсолютной проницаемости по газу, мД	Класс	
Ботуобинский	1419-1914	0 до 40	13,25	9-9,3	22 и более	2000 и более	>40% - III класс, Кпр=100 ÷ 500 мД	Пластовая, литологически и тектонически экранированная. Газоконденсатная с нефтяной оторочкой
Хамакинский	1490-1860	Верхняя часть: 0-14 Нижняя часть: 60-90	12,9	9,3-9,5	Верхняя часть: 5-21 Нижняя часть: 2-15 редко до 21%.	Верхн. часть: 1 – 800, до 1600 Нижн. часть: 1-1600, в среднем 10-400	Преобладает IV класс, Кпр=10 ÷ 100 мД	Пластовая тектонически и литологически экранированная. Газоконденсатная.
Талахский	1613-1803	юго-восток от 30 до 90, юго-запад до 23	11,97	10,9	3-17,5 до 20	0,8–300, редко до 1000 и выше		Пластовая тектонически и литологически (юж. блок) экранированная. Газоконденсатная.

Для всех продуктивных горизонтов месторождения характерны anomalно низкие пластовые температуры и давления (табл. 1).

Свободный газ продуктивных горизонтов Чаяндинского месторождения полужирный, низкоуглекислый, азотный, низкоконденсатный, содержит гелий в промышленных концентрациях. Нефть средней плотности, сернистая, парафиновая.

С целью изучения геологического разреза скважин в рамках совместных исследований компаниями были выполнены комплексы детальнейших геофизических исследований в целевых интервалах (табл. 2). ООО «Газпром георесурс» использовал аппаратуру российского производства, компания Schlumberger – собственные разработки.

Зарубежные специалисты применяли комплексные сборки геофизических приборов, что существенно сократило время заделживания скважины под ГИС. Российские специалисты для

обеспечения полноты исследования разреза выполняли работы отдельными приборами, т.к. в настоящее время проектами на строительство поисковых и разведочных скважин не предусматривается наличие достаточных зумфов, что ведет к частичной потере информации о призабойной части скважины.

Набор выполненных методов (табл. 2) и соответственно решаемые комплексами ГИС задачи практически совпадают. Исключение составляет высокоразрешающий электрический имиджер (FMI).

Таблица 2

Комплексы геофизических исследований

№ п/п	ООО «Газпром георесурс»	Schlumberger		
1	Инклинометрия			
2	Резистивиметрия			
3	Профилеметрия	Кавернометрия	Platform Express (PEX)	
4	БМК	БМК		
5	ГК	ГК		
6	ГГКп	ГГКп, ГГКс		
7	2ННК-Т	2ННК-Т		
8	БК (4 зонда)	Многозондовый БК (5 радиусов исследования) (HRLA)		
9	ВИКИЗ	-		
10	СГК	-		
11	НГК	-		
12	АКШ	Широкополосный волновой 3D АК		
13	Акустический микросканер (CAC-90)	(Sonic Scanner)		
14	ЯМК	ЯМК (CMR-Plus)		
15	-	Высокоразрешающий электрический имиджер (FMI)		

По материалам исследований Заказчику работ геофизическими компаниями представлены:

1. Планшеты с данными каротажа и результатами интерпретации.
2. Пояснительные записки.

Как известно детальные геофизические исследования в открытом стволе поисковых, оценочных и разведочных скважинах в комплексе с другими данными должны обеспечить:

- расчленение изучаемого геологического разреза, детальную литологическую оценку и определение литотипа пород;
- определение компонентного состава твердой фазы породы;
- выделение коллекторов и оценку их фильтрационно-емкостных свойств;
- качественную и количественную оценку флюидонасыщения коллекторов, установление положения межфлюидных контактов;
- при выявлении продуктивных горизонтов – рекомендации по их вторичному вскрытию.

Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований специалистами ООО «Газпром георесурс» выполнена в российских программных продуктах Прайм и Геопоиск, компания

Schlumberger использовала собственные разработки GeoFrame и Techlog.

В целом по результатам работ как отечественным, так и зарубежным комплексом ГИС получены основные геолого-геофизические параметры и решены задачи исследований в соответствии с договором, геолого-техническим заданием и нормативными документами.

В табл. 3 представлено сопоставление набора параметров, которые были получены специалистами геофизических компаний при обработке данных исследований. Анализ материалов показал, что в большинстве случаев определенные по ГИС фильтрационно-емкостные свойства близки по значениям (табл. 4).

Таблица 3

Геофизические параметры, определенные по ГИС

Геофизический параметр	ООО «Газпром георесурс»	Schlumberger
Содержание глин, кварца, галита, гидрослюды в породе	+	+
Содержание монтмориллонита	+	-
Водородосодержание на матрицу известняка	+	+
Пористость (общая, эффективная, пористость глин)	+	+
Проницаемость по модели Тимура – Коатса и модели SDR	+	+
Проницаемость по геохимическому алгоритму Херрона	-	+
Относительная проницаемость по газу	+	-
Коэффициент водонасыщения и связанной воды	+	+
Объем связанного/свободного флюида и связанной воды глин	+	+
Объемная плотность	+	+
Объемный фотоэлектрический фактор	-	+
Расчетный ГК без вклада урана	+	+
Концентрация калия в породе	+	+
Сопrotивление промытой зоны , ЗП и неизменной зоны пласта	+	+
Объем газа и воды в промытой зоне	-	+
Оценка потенциального дебита	+	-
Рекомендации по испытанию объектов	+	-
По данным широкополосного акустического каротажа и акустического сканера		
Интервальное время продольной/поперечной, Лэмба- Стоунли	+	+
Интервальное время быстрой/медленной поперечной волны	-	+
Козфф. Пуассона, объемный модуль сжатия, сдвига и Юнга	+	+
Анизотропия по интервальному и времени вступления	-	+
Максимальная/минимальная энергия поперечной волны	-	+
Азимут быстрой поперечной волны	-	+
Оценка трещиноватости	+	-
Козффициент бокового распора	+	+

По данным электрического микросканера		
Оценка трещиноватости и опр-ние направлений растяжения	-	+
Структурный анализ	-	+

Таблица 4

Сопоставление результатов интерпретации по ГИС

Интервал		Нэф		Кпо		Кп эф		Кпр		Кв	
Хамакинский горизонт 1592 -1622.5 м											
1599	1602.6	0.6	-	0.1	-	0.03	-	0.04	-	0.21	-
1602.2	1605	1.6	1.7	0.04	0.046	0.03	0.022	0.09	0.1	0.23	0.52
Талахский горизонт 1715.3-790.8 м											
1715.3	1721.7	1.2	0.9	0.1	0.11	0.04	0.074	0.25	0.5	0.1	0.37
1726.5	1729.8	2.8	1.2	0.11	0.1	0.04	0.069	0.18	0.4	0.26	0.247
1730	1735.3	1.1	1	0.09	0.119	0.03	0.059	0.08	0.5	0.51	0.53
1755.5	1757.3	1.8	-	0.07	-	0.05	-	0.15	-	0.42	-
1757.7	1761.5	1	1.3	0.15	0.1	0.05	0.04	0.59	0.2	0.12	0.53-0.6
1761.5	1769.1	5.9	5.2	0.11	0.1	0.05	0.046	1.55	0.1-0.9	0.22	0.59
1771	1775.8	2.1	2.4	0.09	0.09	0.04	0.04	0.25	0.1-0.3	0.41	0.5-0.76
1777	1790.8	6.4	7.2	0.164	0.11	0.044	0.048	0.14-1.1	0.4-0.6	0.14-0.43	0.54-0.97
Вилючанский горизонт 1789 –1844 м											
1789.1	1789.8	0.7/0	-	0.16	-	0.03	-	0.1	-	0.29	-
1789.9	1790.5	0.6/0	-	0.08	-	0.06	-	1.25	-	0.55	-
1790.5	1793.2	0.8	14	0.15	0.09	0.05	0.05	0.5	0.9-2.8	0.16	0.43-0.48
1793.2	1796.5	3.3	1.8	0.13	0.12	0.06	0.097	1.43	6.5-14.4	0.16	0.33-0.36
1796.5	1799	2.2	2.6	0.1	0.12	0.06	0.08	1.37	3.3-14.1	0.17	0.34-0.4
1799.5	1806.9	8.2	5.2	0.06-0.19	0.09-0.13	0.04-0.07	0.07-0.1	0.3-2.21	7.3-14.1	0.1-0.25	0.36-0.49
1806.9	1812.8	5.6	3.1	0.06-0.13	0.07-0.11	0.02-0.07		0.12-0.92	3.7-13.2	0.11-0.45	0.15-0.33
1819	1820.6	1	1.7	0.11	0.11-0.12	0.04	0.04-0.06	0.21	0.6-1	0.22	0.41-0.57
1822	1844	10.2	6.2	0.06-0.14	0.09-0.15	0.03-0.06	0.04-0.08	0.63-1.96	0.4-2.9	0.21-0.45	0.48-0.65

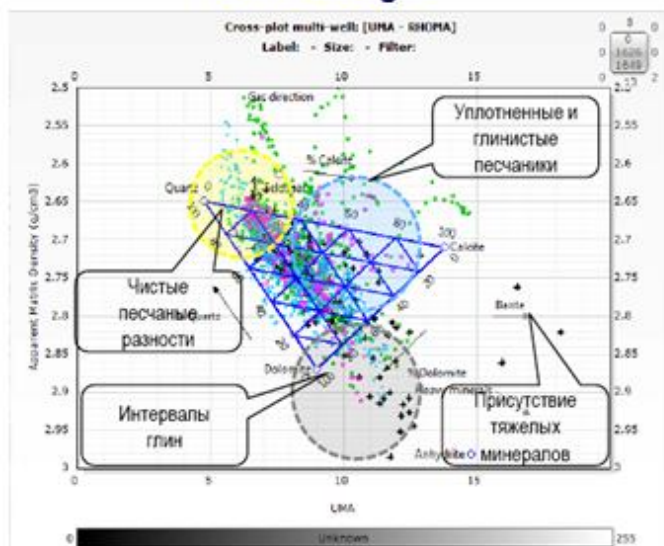
- ООО «Газпром георесурс»

- Schlumberger

Рассмотрим более подробно основные результаты интерпретации и выводы специалистов двух компаний.

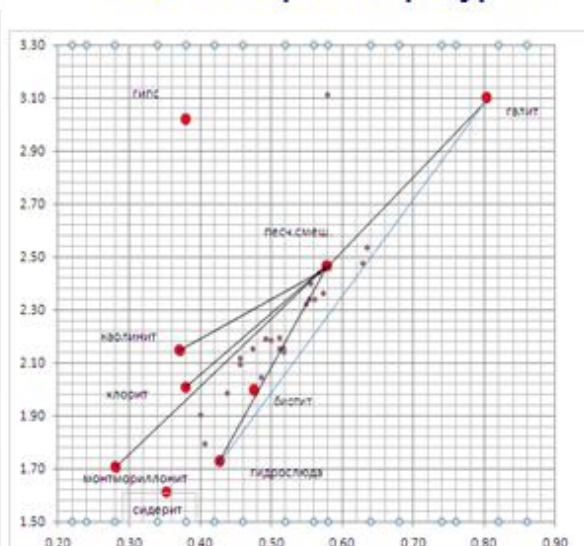
Для предварительной оценки литологии разреза Schlumberger использовались кросс-плоты (рис. 3). На основе комплексного анализа кросс-плотов и данных каротажа для построения объемной литологической модели были выбраны следующие компоненты: кварцевый песчаник, иллит (гидрослюда), сидерит (песчаники хамакинского горизонта), доломит (интервал бюксской свиты).

Schlumberger



кварцевый песчаник, иллит (гидрослюда), сидерит (песчаники хамакинского горизонта), доломит (бюкская свита)

ООО «Газпром георесурс»



песчаник кварцевый и кварполевошпатовый, галит, монтмориллонит, гидрослюда

Рис. 3. Чаяндинское НГКМ. Определение литологического состава продуктивных горизонтов по ГИС

В связи с этим вызывает сомнение включение в объемную литологическую модель для учета влияния на ФЕС тяжелых минералов – сидерита. Очевидно наличие значимого количества данного минерала, как металлосодержащего, должно влиять на показания геофизических методов, чего не наблюдается на Чаяндинском месторождении и не подтверждается данными исследования керна, выполненного в ООО «Газпром ВНИИГаз». По нашему мнению, повышение плотности песчаников происходит за счет тяжелых разностей гидрослюд с плотностью до 2,9.

Специалисты ООО «Газпром георесурс» определяли минеральный состав пород по графику М-N (рис. 3), где положение точек зависит только от литологии пород и на основании которого в литологическую модель вошли – песчаник кварцевый и кварполевошпатовый, галит, монтмориллонит, гидрослюда.

По данным каротажа оценена также глинистость пород, которая в интервале хамакинского горизонта и в нижней части талахского горизонта имеет низкие значения 5-10% и только в единичных случаях достигает 18-25%. По нашему мнению в отличие от интерпретаторов Schlumberger при таких значениях глинистости песчаники не должны определяться как глинистые. Очевидно, что значительные величины коэффициента остаточной водонасыщенности в коллекторах Чаяндинского месторождения обусловлены не столько глинистостью породы, сколько ее структурными особенностями – присутствием в песчаниках значительного объема алевритовой фракции, повышенной извилистостью поровых каналов (наличие значительного количества капиллярно-связанной воды). В результате чего при сравнительно высокой общей пористости отдельных прослоев $K_{по}=8-12\%$ эффективная пористость незначительна и меняется от 2,5 до 5%, а абсолютная проницаемость не превышает первых единиц мД. Присутствие монтмориллонита в породе также способствует снижению проницаемости коллектора.

Оценка пористости коллекторов и характера их насыщенности основывались в обоих случаях на данных ядерно-магнитного каротажа и зонда БК большого радиуса исследования. Основные выводы о наличии коллекторов и их насыщенности в большинстве случаев совпадают, так как использовались единые петрофизические зависимости, приведенные в отчете «Выполнение геологоразведочных работ на Чаяндинском месторождении» ФГУП «СНИИГГиМС» (г. Новосибирск 2008 г.).

Контакт продукт-вода вскрыт в одной скважине и определен по результатам интерпретации одинаково на глубине 1722,7 м (рис. 4).

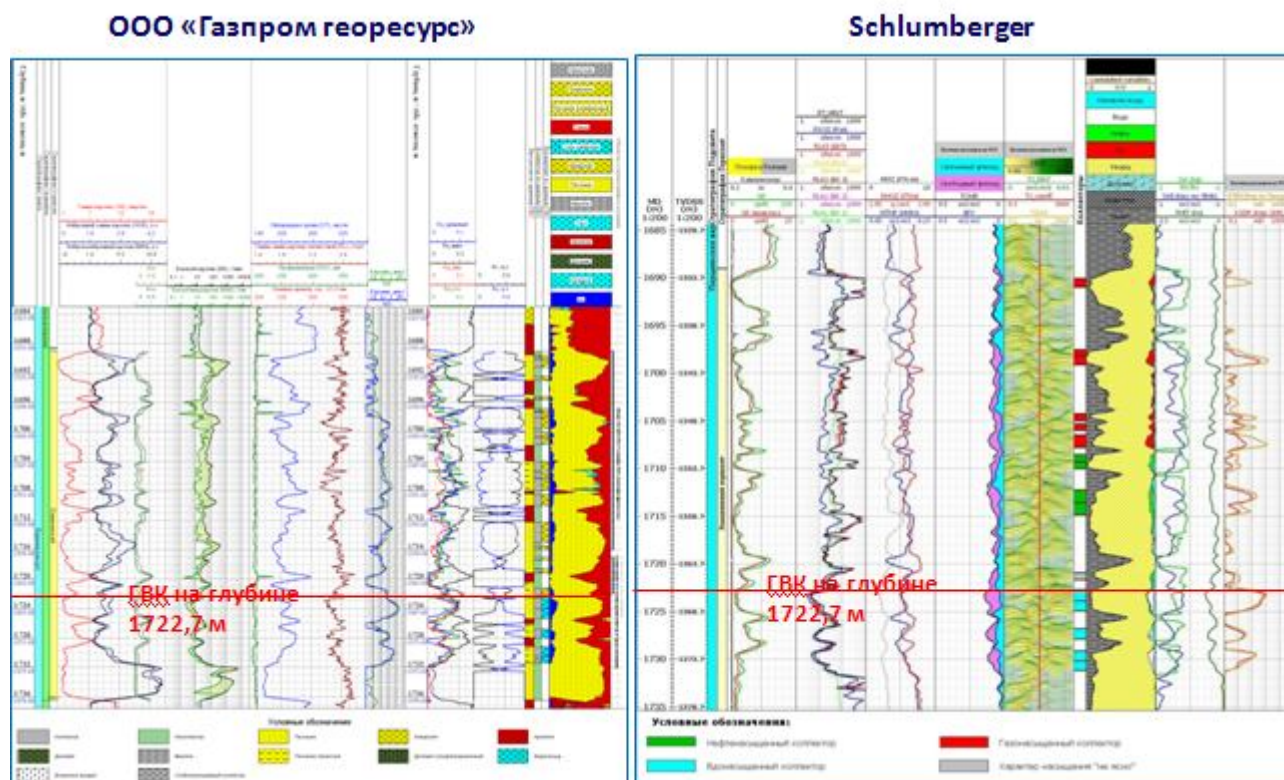


Рис. 4. Чаяндинское НГКМ. Определение контакта продукт-вода по ГИС

При сопоставлении результатов определения насыщения коллекторов по части объектов отмечаются расхождения (рис. 5).

Критические значения коэффициентов водонасыщенности, на основании которых проводилось разделение газо- и нефтенасыщенных пород фирмой Schlumberger, получены при петрофизических исследованиях керн и справедливы только для коллекторов с теми свойствами, какими обладали исследуемые образцы пород. При изменении коллекторских свойств они существенно меняются и варьируют для каждого класса пород. Учет связанной (остаточной) воды в пласте, которая обычно имеет более высокое сопротивление (вода глин и капиллярно-связанная вода), чем подвижная пластовая вода, позволяет повысить точность оценки характера насыщенности пластов. Диапазон изменения критических значений коэффициентов водонасыщенности сужается, если изменения относительной проницаемости для воды и газа рассматривать относительно эффективного объема пор. Данный подход использовался специалистами ООО «Газпром георесурс».

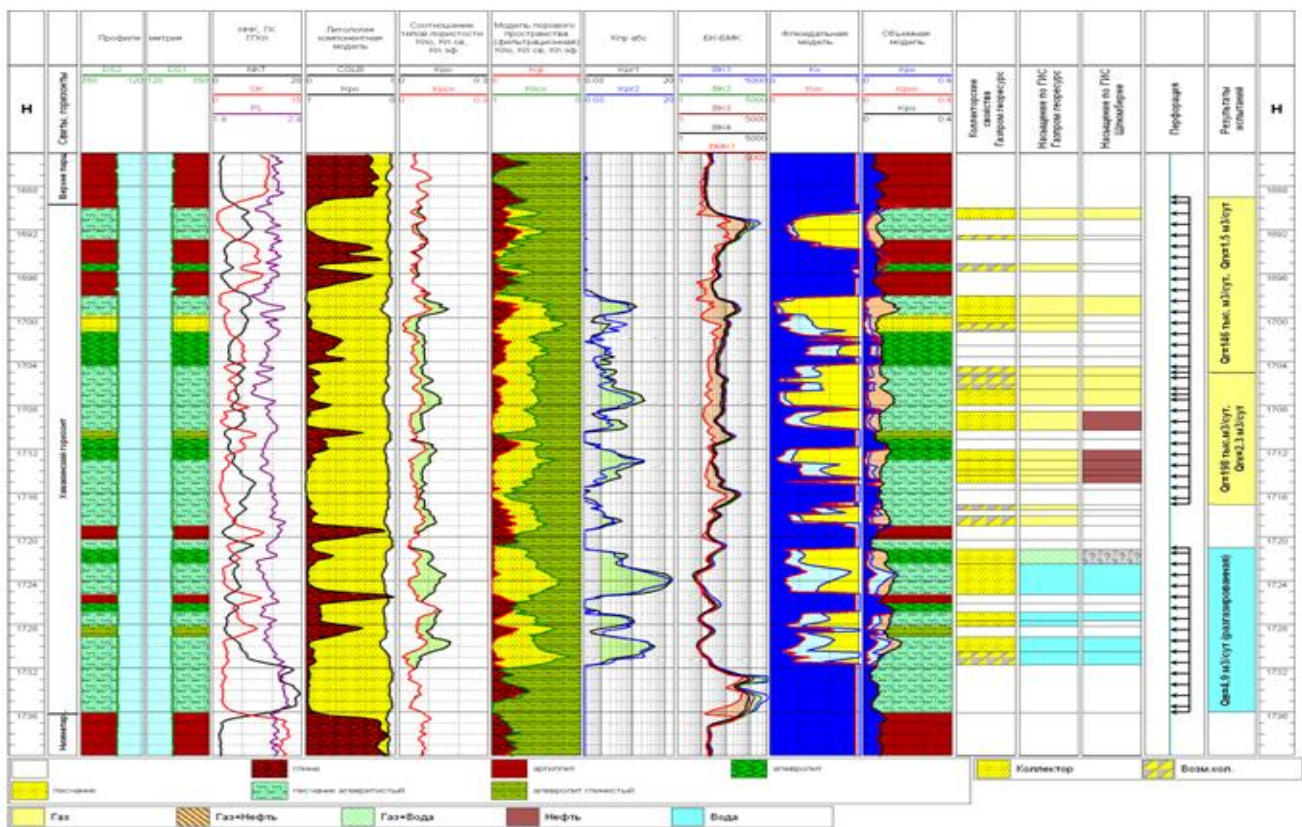


Рис. 5. Чаяндинское НГКМ. Сопоставление результатов ГИС и испытаний объектов в колонне

Расхождение в определении характера насыщения коллекторов в отдельных случаях, очевидно, вызвано не учетом интерпретаторами Schlumberger связанной водонасыщенности.

Несомненно, включение в комплекс геофизических исследований метода ядерно-магнитного каротажа в качестве обязательного повысило достоверность оценки фильтрационно-емкостных свойств по данным ГИС в сложнопостроенных коллекторах терригенных отложений Чаяндинского месторождения. Значительным преимуществом ЯМК является возможность оценки объема капиллярно связанной воды, что имеет большое значение для повышения достоверности определения эффективной пористости коллекторов, их проницаемости и насыщения.

При этом интерпретаторами компании Schlumberger отмечается недостаточная точность принятых интерпретационных параметров для глинистых коллекторов. Рассчитанная по ЯМК проницаемость коллекторов также требует обязательной настройки на результаты исследования керна и прямых методов определения проницаемости. Данный вывод подтверждает рекомендации специалистов ООО «Газпром георесурс» о необходимости постановки аналитических работ по настройке интерпретационной модели на условия месторождения и совершенствования алгоритма интерпретации для терригенных коллекторов ЧНГКМ. С этой целью в настоящее время ООО «Газпром ВНИИГАЗ» выполняются специальные исследования керна глинистого материала.

В рамках проведения совместных исследований с целью выбора перспективных аппаратурно-методических комплексов ГИС для дальнейшего развития геофизической деятельности ОАО «Газпром» были выполнены исследования современной сканирующей аппаратурой акустического и электрического каротажа компании Schlumberger и Китайской нефтяной объединенной компании.

Сопоставление технических характеристик приборов акустического каротажа MPAL (КНР) и SonicScanner (Schlumberger) показывает, что они близки по параметрам (табл. 5). Наиболее значимым различием является скорость производства записи.

Сравнительная характеристика акустических имиджеров

Параметры	MPAL (КНР)	Sonic Scanner (Schlumberger)
Максимальная рабочая температура	155°C	177°C
Максимальное давление	140 МПа	138 МПа
Диаметр прибора	Ø90 мм	Ø92 мм
Длина прибора	8,33 м	12,58 м
Масса прибора	320 кг	383 кг
Скорость каротажа	Экспертный режим - 250 м/ч; Нормальный режим – 375 м/ч; Цифровой режим – 600 м/ч.	Максимальная 1097 м/ч
Вертикальная разрешающая способность	15,2 см	15,2 см

Необходимо также отметить, что в настоящее время существует российский вариант такой аппаратуры АВАК-11. Однако запись данным прибором ООО «Газпром георесурс» не проводилась, так как не предусмотрена проектной комплексом ГИС для Чайядинского НГКМ.

Преимуществом кросс-дипольной акустической аппаратуры, в сравнении с монополюсной, является более надежное выделение поперечной и Стоунли волн, возможность получать не только точные интервальные времена продольной волны, но и рассчитывать их скорости в разных слоях пласта путем приёма однополюсных волн, рядов дипольных и кросс-дипольных волн как в открытом стволе, так и в скважинах с обсадной колонной на разных режимах работы прибора.

Наиболее важным параметром, определяемым по данным кросс-дипольной акустики является анизотропия пластов (рис. 6).

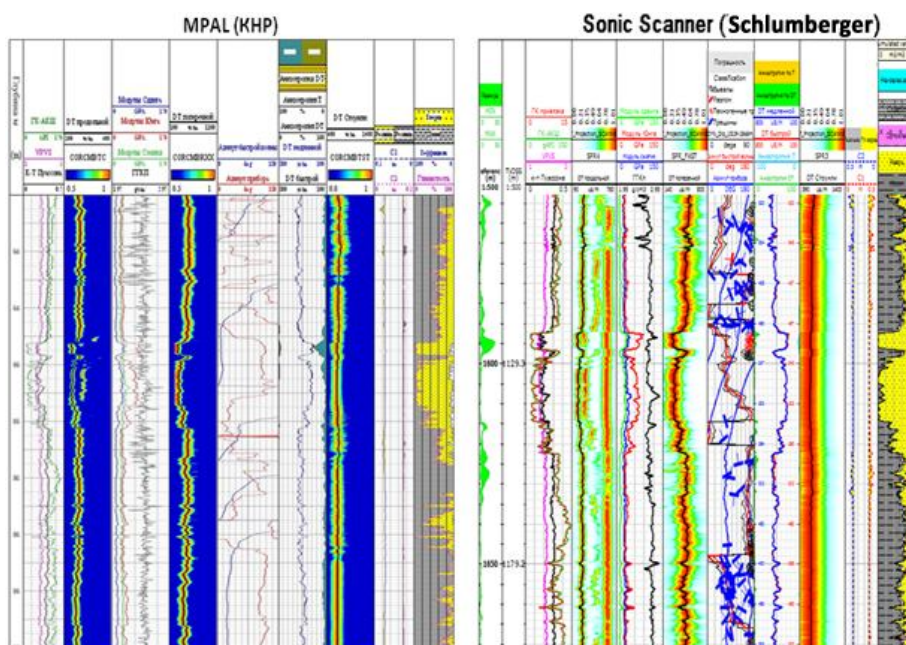


Рис. 6. Чайядинское НГКМ. Определение анизотропии пласта

Зная анизотропию поперечных волн можно определить направление максимального горизонтального напряжения, наличие и простирание трещин, плоскости разрыва. Анизотропия играет важную роль в понимании горизонтальной и вертикальной проницаемости.

В целом результаты обработки и интерпретации данных акустического кросс-дипольного каротажа в скважинах Чаяндинского НГКМ, полученные аппаратурой двух компаний в своих программных комплексах близки между собой.

По материалам исследований аппаратурой кросс-дипольной акустики были оценены основные механические свойства пород, такие как модуль объемного сжатия, модуль сдвига, модуль Юнга, отношение V_p/V_s , коэффициент Пуассона.

Результаты определения интервальных времен, расчета механических свойств пород, полученные с применением зарубежной аппаратуры идентичны данным монополярной российской широкополосной акустической аппаратуры.

По данным интерпретации акустического сканера сделаны выводы об отсутствии анизотропии поперечных волн в интервале хамакинского и талахского горизонтов.

Выполненная оценка направления максимального горизонтального стресса свидетельствует, что значительные изменения азимута быстрой поперечной волны происходят при смене литологии (песчаник-глина) и в интервалах размыва пород.

Наблюдаемые изменения азимута горизонтального стресса при смене литологии вероятнее всего обусловлены техногенными причинами, связанными с процессом бурения.

С целью проведения структурного анализа, оценки трещиноватости, определения направления горизонтальных напряжений пород, слагающих разрез Чаяндинского месторождения были выполнены исследования приборами электрического микросканирования FMI (Schlumberger) и MCI (КНР).

Сопоставление технических характеристик аппаратуры, представленных в табл. 6, свидетельствует, что данные приборы близки по параметрам.

Таблица 6

Сравнительная характеристика электрических имиджеров

Параметры	MCI (КНР)	FMI (Schlumberger)
Максимальная температура	155°C ÷ 175°C	177°C
Максимальное давление	100 МПа	138 МПа
Диаметр прибора	Ø90 мм	Ø127 мм
Длина прибора	8,30 м	7.44 м
Масса прибора	240 кг	197 кг
Скорость каротажа	Способ медленного сканирования – 225 м/ч; Способ быстрого сканирования – 450 м/ч.	549 м/ч ÷ 1097 м/ч
Вертикальная разрешающая способность	5 мм	5 мм

Визуализируемое цифровое изображение удельного сопротивления наглядно и четко показывает литологическую характеристику пласта и характеристику его внутреннего строения (рис. 7).

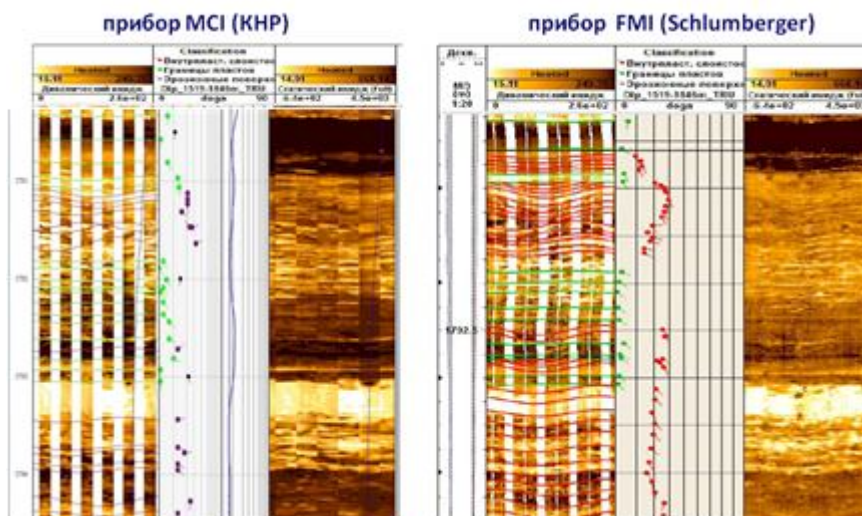


Рис. 7. Чайядинское НГКМ. Визуализация данных электрических микросканеров

В целом результаты обработки и интерпретации данных электрических микросканеров в скважинах Чайядинского НГКМ, полученные аппаратурой двух компаний в своих программных комплексах сопоставимы между собой и позволили получить дополнительную информацию о элементах залегания геолого-текстурных объектов, характеризующих общее напластование пород, а именно: границ пластов, внутрипластовой слоистости, массивности, эрозионных поверхностях.

Во всех исследуемых скважинах по целевым интервалам определены углы падения границ пластов с преобладающим углом падения, а также преобладающее направление падения.

Сопоставление результатов определений различными приборами свидетельствует, что полученные величины близки по значениям. Так, например, во всем интервале исследованной скважины: преобладающие углы падения границ пластов по данным Schlumberger 4-6°, по данным КНР 2-10°, преобладающий азимут падения пластов: 190-220° (юго-запад) - Schlumberger; 210-240° (юго-запад) - КНР.

На рис. 8 представлен пример оценки трещиноватости пород. По результатам анализа трещины в большинстве частичные (трассы трещин прослеживаются не на всех башмаках прибора) и отличаются слабовыраженным контрастом сопротивлений с вмещающими породами, в основном залеченные и приурочены к алевролит-аргиллитовым породам.

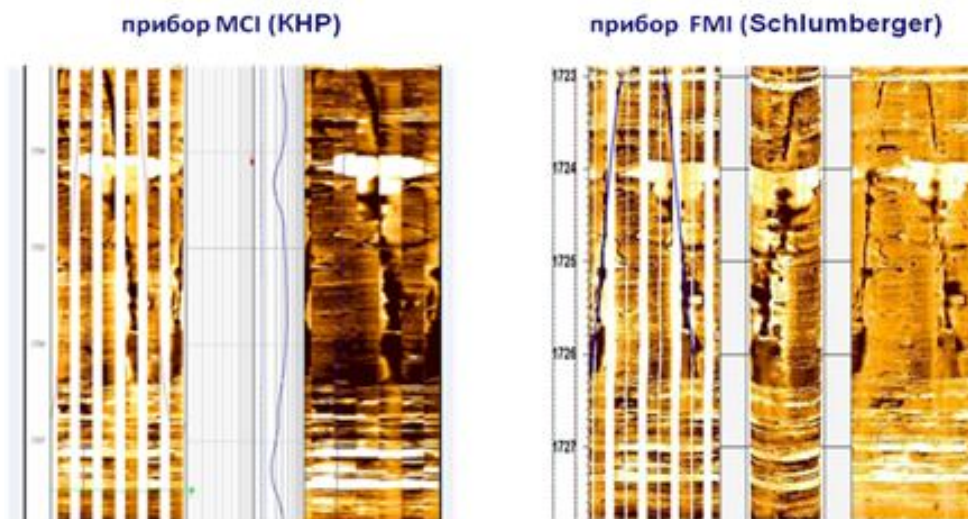


Рис. 8. Чайядинское НГКМ. Изучение трещиноватости по данным электрических сканеров

Принимая во внимание количество выделенных трещин, их форму, а также угол падения и направления простираения можно говорить, что естественная трещиноватость в интервале хамакинского и талахского горизонтов и хоронохскойсвиты не развита, что подтверждает выводы, сделанные специалистами ООО «Газпром георесурс» на основании комплексной интерпретации ГИС.

Как известно, азимут земного напряжения тесно связан с азимутом обвала ствола скважины и техногенных трещин, вследствие чего можно определить направление текущего максимального и минимального главного напряжения.

Так, например, в скважине, представленной на рис. 9, выделяется большое количество техногенных образований, в основном вывалов, которые в преобладающем количестве отмечаются в аргиллитовых толщах. Такое значительное количество вывалов и техногенных трещин позволяет уверенно говорить о направлении горизонтальных напряжений. Как известно, техногенные трещины образуются в направлении параллельном направлению максимального горизонтального напряжения, а вывалы – в перпендикулярном. Так как направление распространения вывалов составляет 140-150° (юго-восток), направление максимального горизонтального стресса соответственно - северо-восток - юго-запад (50-60°).

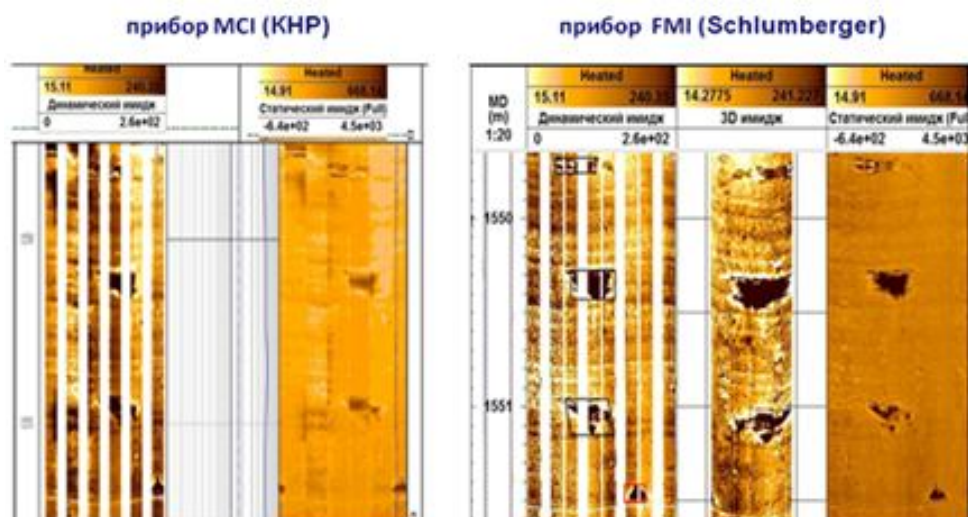


Рис. 9. Чайядинское НГКМ. Определение вывалов по данным электрических сканеров

Результаты замеров высотехнологичными методами ГИС свидетельствуют, что регистрируемые параметры и технические возможности приборов двух компаний практически одинаковы.

В целом сопоставление и анализ исследований, выполненных отечественными и зарубежными промыслово-геофизическими технологиями на скважинах Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, позволяют сделать следующие основные выводы:

Комплексами ГИС, выполненными производственным филиалом «Иркутскгазгеофизика» ООО «Газпром георесурс» и компанией Schlumberger полностью решены задачи детальных исследований в поисковых и разведочных скважинах, полученные результаты в большей части совпадают.

Материалы исследований методом кросс-дипольной акустики, выполненные компанией Schlumberger и Китайской нефтяной объединенной компанией, подтвердили выводы, сделанные специалистами ООО «Газпром георесурс» на основании интерпретации широкополосного акустического каротажа и дали дополнительную информацию об анизотропии пород разреза Чаяндинского НГКМ.

Исследования зарубежными приборами электрического сканирования MCI и FMI позволили получить информацию об элементах залегания геолого-текстурных объектов, трещиноватости, направлении горизонтальных напряжений пород, слагающих разрез Чаяндинского месторождения, что наиболее важно для площадного анализа и актуально при создании моделей геологического строения залежи (в том числе геомеханической модели).

Результаты интерпретации замеров, полученных аппаратурой акустического и электрического сканирования компании Schlumberger и Китайской нефтяной объединенной компании практически совпадают, технические характеристики аппаратуры близки по параметрам.

**COMPARISON AND ANALYSIS OF WELL LOGGING RESULTS OBTAINED
BY APPLYING RUSSIAN AND FOREIGN FIELD GEOPHYSICS TECHNOLOGIES
(Case Study of Well Logging in the Chayandinskoye Oil and Gas Condensate Field)**

Plotnikov V.L., Chupova I.M. (ООО «Газпром Георесурс», Moscow, Russia)

ООО Gazprom Georesurs is a large diversified fast-growing modern enterprise including 16 manufacturing and scientific-and-manufacturing branches located in all major gas-producing regions of Russia and has a portfolio of over 250 specialized acquisition companies.

At present the Society is among the largest Russian geophysical companies acting in the territory of the Russian Federation and is a main geophysical service of gas industry providing the entire engineering and process cycle in the field of information support during prospecting, exploration and operation of hydrocarbon feed production and underground gas storage facilities.

The company successfully participates in execution of OAO Gazprom projects in new regions: the megaproject Yamal - bringing the Bovanenkovo oil and gas condensate field into development, exploration work in Eastern Siberia, exploration of the Chayanda field in Yakutia, gas supply to the the Kamchatka Region, development of fields in offshore zones of Ob and Taz Bays, etc.

In the 21st century ООО Gazprom Georesurs proved its competitive ability both in the domestic and foreign markets. The company carries out surveys and performs work not only in licensed sites of OAO Gazprom, but also at sites of other independent users of subsurface resources in Russia and abroad (in Latvia, Kazakhstan, Uzbekistan, Vietnam, Turkmenistan, Tajikistan, Belarus and other countries).

The Society development prospects are associated with maintaining stable replenishment and management of the material resources base, improvement of field development and underground gas storage efficiency by implementation of innovation technologies at all life cycle stages of a gas production facility and underground gas storage.

The company pays much attention to implementation and use of advanced technologies, state-of-the-art instruments and equipment, modern metrological tools, application of scientifically grounded methods for complex interpretation of geological and geophysical data.

As known, in accordance with the regulatory documents of the Russian Federation, both invariable (or mandatory) and variable (or optional) parts of geophysical surveys are provided for each type of wells. In general the main complex of geophysical well logging consists of a wide range of methods and is mandatory for implementation in each well. Here the Russian geophysical service has a distinct competitive price advantage and dominates in the market. At present this segment is represented by a sufficient number of geophysical equipment and instrumentation manufacturers, as well as manufacturers of the highest state-of-the-art level software for processing and interpretation.

In the recent years well drilling mining and geological conditions became more complex and in this relation additional surveys become increasingly important during depth exploration. Such surveys provide application of state-of-the-art high technology geophysical well logging methods among which are NML, measuring/logging while drilling MWD/LWD. It is evident that the scope and importance of such services in Russia will increase in the process of developing problematic for production oil and gas reserves, increase of horizontal wells drilling scope, especially in the process of offshore areas development.

Here Russian companies have some lag in technology, except for NMTL, where instruments manufactured by OOO Neftegeofizika, Tver is competitive with foreign analogs. Electrical imagers, cross-dipole acoustic logging tools are not commercially manufactured in Russia and are under development.

In order to increase the efficiency of geophysical surveys and implement new technologies, OOO Gazprom Georesurs actively cooperates with leading global companies in well wireline logging and operations, studying their experience and carrying out joint surveys.

Thus, for example, in May – September 2013 in four wells of the Chayandinskoye oil and gas condensate field OOO Gazprom Georesurs and Schlumberger carried out independent geophysical surveys in productive intervals to study equipment capabilities and quality and for comparison and analysis of Russian and foreign geophysical well logging technologies.

The Chayandinskoye oil and gas condensate field (the Chayanda field) is located in the south-western part of the Republic of Sakha (Yukutia) (Fig. 1) and was identified as strategic asset for building up the Yakutia gas production centre within the state program to establish an integrated system for production, transportation and supply of gas to Eastern Siberia and the Far East and is included into the high-priority development zone.

The project has also become vitally important because of the long-term contract signed in 2014 between Gazprom and China National Petroleum Corporation for pipeline gas supply to PRC via the “eastern” route.



Fig. 1. General Map of Hydrocarbon Fields in the Republic of Sakha (Yukutia)

As an exploration target the Chayanda field appeared in 1989 as a result of combining (based on a complex analysis of geological and geophysical data) earlier discovered fields and prospective areas into one nonanticlinal trap.

In the area since 2008 Gazprom has performed exploration work to estimate the resources base and clarify the Chayanda field geological model, the entire complex of geophysical support activities for construction of prospecting and exploration wells are performed by Gazprom Georesurs.

In accordance with geological oil and gas zonation, the field is located in Nepa-Botuoba petroleum area and tectonically correlated with the eastern slope of the Nepa arch of Nepa–Botuoba Antecline.

The region geology is featured by Lower-Proterozoic crystalline basement deposits and Riphean, Vendian, Cambrian, Jurassic, quaternary deposits of sedimentary cover (Fig. 2).

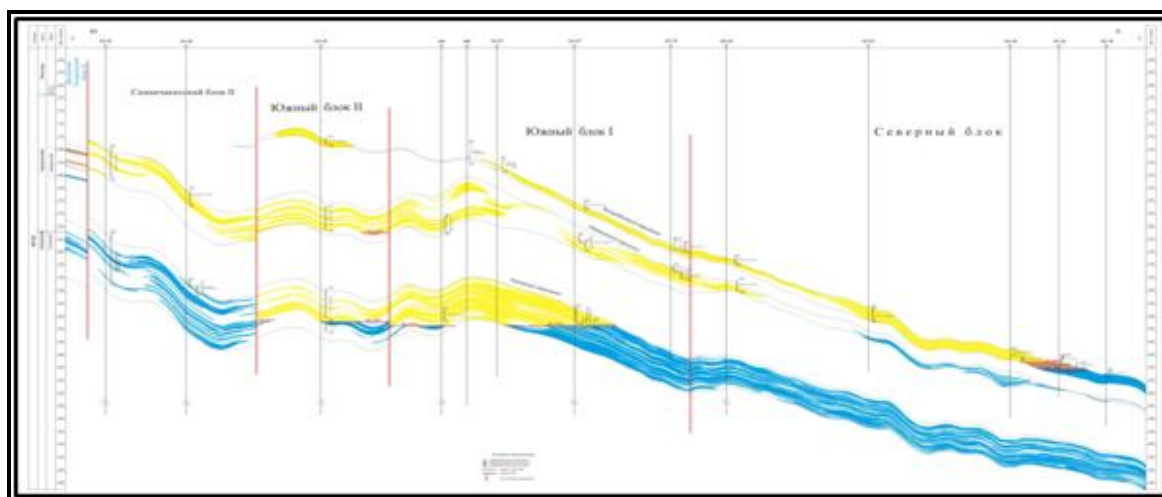


Fig. 2. Chayanda Field Geology

The well-penetrated sedimentary cover thickness varies from 1712 m to 2024 m. The sedimentary cover is mainly built with terrigenous-carbonate Vendian deposits and halogen-carbonate Cambrian formations.

The Chayanda field is a multipay field and, in accordance with the reserves classification, is unique.

The Chayanda field specific features are a high hypsometric location on a slope of the Nepa arch, multiple faults (near-vertical faults, low-angle overthrusts); a lithologic factor is critical in the reservoir geology. Productive horizon reservoirs pinch out and are displaced. It pertains both to terrigenous and carbonate reservoirs.

Mutual development of structural and lithologic factors resulted in occurrence of multiple features of tectonic and lithological screening and finally provided here the formation of a series of large nonanticlinal traps.

In the Chayanda field beds of three horizons partially overlaying each other are assigned to commercially gas-bearing beds. Main Botuoba and Khamakha productive horizons have higher reservoir characteristics. The Talakh horizon reservoir is locally run in the central part of the field and is featured by deterioration of the reservoir properties. Within the field four fault blocks correlated with hydrocarbons accumulations are specified: Northern, Southern I, Southern II, Samanchakit.

The reservoir general properties are specified in Table 1.

Table 1

General Properties of the Chayanda Field Hydrocarbon Accumulations

Horizon	Depth of top occurrence, m	Total thickness, m	Mean reservoir pressure, MPa	Mean reservoir temp., °C	Reservoir			Accumulation type, phase content
					Apparent porosity, (core), %	Gas absolute permeability factor, mD	Class	
Botuoba	1419-1914	0 to 40	13.25	9-9.3	22 and above	2000 and above	>40% - Class III, $K_{np}=100 \div 500$ mD	Flat sheet, pinchout and fault-bounded. Oil-rim gas condensate.
Khamakha	1490-1860	Top part: 0-14 Bottom part: 60-90	12.9	9.3-9.5	Top part: 5-21 Bottom part: 2-15 seldom to 21%.	Top part: 1 – 800, to 1600 Bottom part: 1-1600, at average 10-400	Predominantly Class IV, $K_{np}=10 \div 100$ mD	Flat sheet, pinchout and fault-bounded. Gas condensate.
Talakh	1613-1803	South-east from 30 to 90, south-west to 23	11.97	10.9	3-17.5 to 20	0.8–300, Seldom to 1000 and above		Flat sheet, pinchout (southern block) and fault-bounded. Gas condensate.

All productive horizons of the field are featured by abnormal low reservoir temperatures and pressures (Table 1).

The free gas of Chayanda field productive horizons is semi-wet, low carbon dioxide, nitric, low-condensate, contains helium in commercial concentrations. The oil is medium gravity, sour and paraffin-base.

For the purpose of borehole log study within the framework of joint research the companies has performed complex geophysical surveys in target intervals (Table 2). Gazprom Georesurs used equipment manufactured in Russia, Schlumberger used self-engineered equipment.

The foreign specialists applied complex group assemblies of geophysical tools, thus significantly cutting well downtime for geophysical well logging. For the purpose of a section survey completeness the Russian specialists performed work by separate tools, since at the present time projects for construction of prospecting and exploration wells do not provide for sufficient shaft bottom sumps, thus leading to partial loss of data on a bottom-hole area.

The complex of applied methods (Table 2) and consequently the tasks to be solved by well logging complexes almost coincide. An exception is a high resolution electrical imager (FMI).

Table 2

Well Logging Complexes

No.	Gazprom Georesurs	Schlumberger	
1	Directional survey		
2	Resistivity survey		
3	Profile logging	Caliper measurements	Platform Express (PEX)
4	Microlaterologging	Microlaterologging	
5	Gamma-ray logging	Gamma-ray logging	
6	Gamma-ray density logging	Gamma-ray density logging, selective gamma-ray logging	
7	2TDT	2TDT	
8	Laterologging (4 sondes)	Multi-sonde laterologging (5 radii of investigation) (HRLA)	
9	High-frequency logging	-	
10	Spectral gamma-ray logging	-	
11	Neutron gamma-ray logging	-	
12	Full-wave sonic logging	3D full-wave sonic logging (Sonic Scanner)	
13	Acoustic microscanner(CAC-90)		
14	Nuclear magnetic logging (NML)	NML (CMR-Plus)	
15	-	High-resolution electric imager (FMI)	

Based on the survey results the following was provided to the Client:

3. Composite logs with logging data and interpretation results;
4. Explanatory notes.

As known, detailed geophysical open-hole surveys in prospecting, appraisal and exploration wells along with other data shall provide for: layering of geological section under survey, detail lithologic estimation and identification; solid rock volume components; reservoir identification and reservoir properties estimation; qualitative and quantitative assessment of reservoir fluid saturation, identification of fluid contact positions; when identifying productive horizons – recommendations on their perforation.

Gazprom Georesurs specialists carried out processing and interpretation of the well logging data with the Russian software Prime and Geopoisk, Schlumberger used the self-engineered products GeoFrame and Techlog.

In general, based on the results of work performed both with the domestic and foreign well logging complexes, main geological and geophysical parameters were obtained and the survey tasks were completed in accordance with the contract, geological engineering assignment and regulatory documents.

Table 3 shows the comparison of sets of parameters obtained by specialists of the geophysical companies during the logging data processing. The data analysis showed that in most cases reservoir properties identified as a result of the geophysical well logging are close in values (Table 4).

Table 3

Geophysical Well Logging Result Parameters

Geophysical Parameters	Gazprom Georesurs	Schlumberger
Clay, quartz, halite, hydromica content in rock	+	+
Montmorillonite content	+	-
Hydrogen content per limestone matrix	+	+
Porosity (total, effective, clay porosity)	+	+
Permeability as per Timur-Coates' model and SDR model	+	+
Permeability as per Herron's geochemical algorithm	-	+
Gas relative permeability	+	-
Water saturation and bound water ratio	+	+
Volume of bound/free fluid and clay bound water	+	+
Apparent density	+	+
Volume photoelectric factor	-	+
Design gamma ray without consideration of uranium	+	+
Potassium concentration in rock	+	+
Resistivity of flushed zone, invaded zone and non-invaded zone	+	+
Gas and water volume in flushed zone	-	+
Productive flow potential assessment	+	-
Recommendations on facility testing	+	-
Based on full-wave acoustic logging and acoustic scanner		
Delta t compresional/shear, Lamb- Stoneley	+	+
Delta t fast/slow shear wave	-	+
Poisson's ratio, compression bulk modulus, shear modulus and Young's modulus	+	+
Interval and arrival time anisotropy	-	+
Shear wave maximum/minimum energy	-	+
Fast shear wave azimuth	-	+
Fracture evaluation	+	-
Lateral pressure ratio	+	+
Based on electrical miscroscanner results		
Fracture evaluation и stress direction determination	-	+
Structural analysis	-	+

Table 4

Comparison of Well Logging Interpretation Results

Interval		Нэф		Кпо		Кп эф		Кпр		Кв	
Khamakha horizon 1592 -1622.5 m											
1599	1602.6	0.6	-	0.1	-	0.03	-	0.04	-	0.21	-
1602.2	1605	1.6	1.7	0.04	0.046	0.03	0.022	0.09	0.1	0.23	0.52
Talakh horizon 1715.3-790.8 m											
1715.3	1721.7	1.2	0.9	0.1	0.11	0.04	0.074	0.25	0.5	0.1	0.37
1726.5	1729.8	2.8	1.2	0.11	0.1	0.04	0.069	0.18	0.4	0.26	0.247
1730	1735.3	1.1	1	0.09	0.119	0.03	0.059	0.08	0.5	0.51	0.53
1755.5	1757.3	1.8	-	0.07	-	0.05	-	0.15	-	0.42	-
1757.7	1761.5	1	1.3	0.15	0.1	0.05	0.04	0.59	0.2	0.12	0.53-0.6
1761.5	1769.1	5.9	5.2	0.11	0.1	0.05	0.046	1.55	0.1-0.9	0.22	0.59
1771	1775.8	2.1	2.4	0.09	0.09	0.04	0.04	0.25	0.1-0.3	0.41	0.5-0.76
1777	1790.8	6.4	7.2	0.164	0.11	0.044	0.048	0.14-1.1	0.4-0.6	0.14-0.43	0.54-0.97

Viluchan horizon 1789 –1844 m											
1789.1	1789.8	0.7/0	-	0.16	-	0.03	-	0.1	-	0.29	-
1789.9	1790.5	0.6/0	-	0.08	-	0.06	-	1.25	-	0.55	-
1790.5	1793.2	0.8	14	0.15	0.09	0.05	0.05	0.5	0.9-2.8	0.16	0.43-0.48
1793.2	1796.5	3.3	1.8	0.13	0.12	0.06	0.097	1.43	6.5-14.4	0.16	0.33-0.36
1796.5	1799	2.2	2.6	0.1	0.12	0.06	0.08	1.37	3.3-14.1	0.17	0.34-0.4
1799.5	1806.9	8.2	5.2	0.06-0.19	0.09-0.13	0.04-0.07	0.07-0.1	0.3-2.21	7.3-14.1	0.1-0.25	0.36-0.49
1806.9	1812.8	5.6	3.1	0.06-0.13	0.07-0.11	0.02-0.07		0.12-0.92	3.7-13.2	0.11-0.45	0.15-0.33
1819	1820.6	1	1.7	0.11	0.11-0.12	0.04	0.04-0.06	0.21	0.6-1	0.22	0.41-0.57
1822	1844	10.2	6.2	0.06-0.14	0.09-0.15	0.03-0.06	0.04-0.08	0.63-1.96	0.4-2.9	0.21-0.45	0.48-0.65

 - ООО Gazprom Georesurs  - Schlumberger

Let us consider in more detail main interpretation results and conclusions of the two companies' specialists.

For preliminary assessment of the cross-section lithology Schlumberger used cross-plots (Fig.3). Based on the cross-plot complex analysis and the logging data the following components were selected for building-up a 3D lithologic model: quartz sandstone, illite (hydromica), siderite (Khamakha horizon sandstones), dolomite (Byukskaya suite interval).

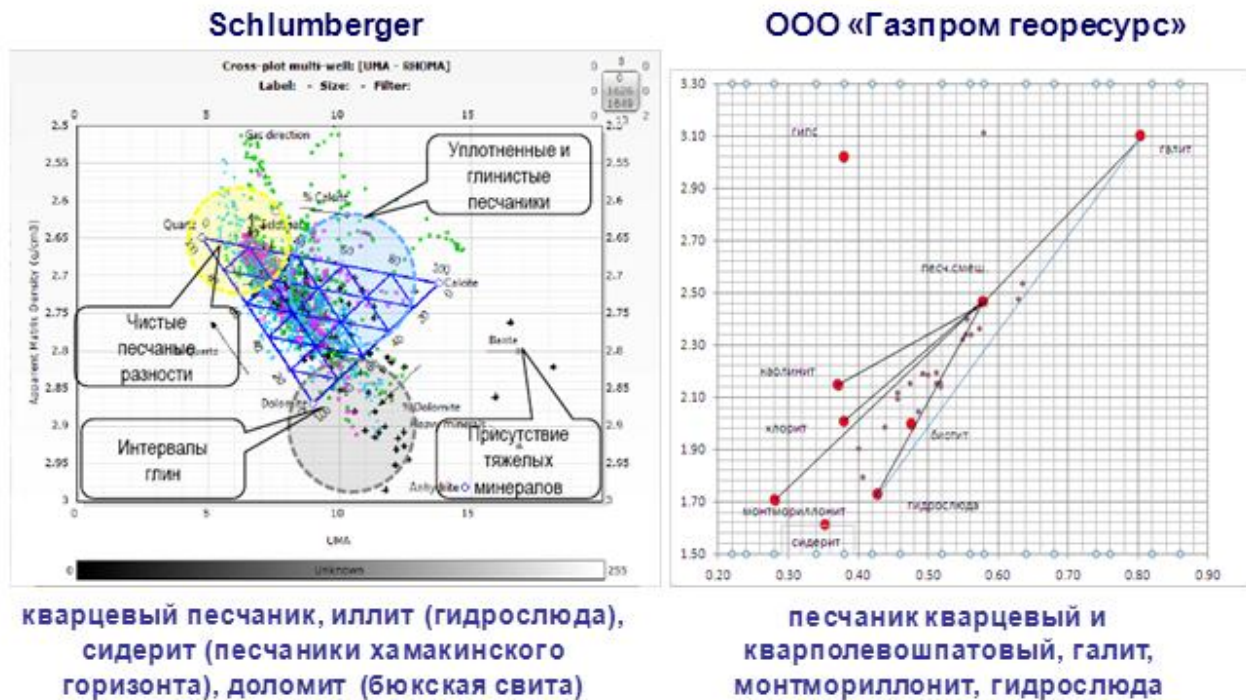


Fig. 3. Chayanda Field. Productive Horizons Lithologic Composition as per Geophysical Well Logging

In this regard the inclusion of heavy minerals, i.e. siderite, into the 3D lithologic model to consider the influence on reservoir properties is questioned. It is obvious that the significant amount of this mineral as a metal-containing one shall impact the readings of geophysical methods, which is not observed in the Chayanda field and not supported by the data of core examination performed by Gazprom VNIlgaz. In our opinion, the sandstone density rise comes from heavy varieties of hydromicas with density up to 2.9.

The Gazprom Georesurs specialists determined the rock mineral content by M-N pattern (Fig. 3), where point positions depend only on rock lithology and based on the pattern the following was included into the lithologic model: quartz and quartz feldspathic sandstone, halite, montmorillonite, hydromica.

Rock shaliness evaluation was made based on the logging data, thus the shaliness has low values of 5-10% in the Khamakha horizon region and in lower part of the Talakh horizon and only in single cases achieves 18-25%. Unlike the Schlumberger analysts we are of the opinion that having such shaliness values the sandstones should not be defined as argillaceous. It is evident that high values of residual water saturation factor in the Chayanda field reservoirs are caused not so much by rock shaliness, but by its structural peculiarities, i.e. presence of significant volume of aleurite fraction in the sandstone, higher pore tortuosity (presence of significant

amount of capillary bound water). As a result, at a comparatively high total porosity of individual beds with $K_{no}=8-12\%$, the efficient porosity is insignificant and varies from 2.5 to 5%, and the absolute permeability is not exceed the first mD points. The presence of montmorillonite in the rock also promotes the reservoir permeability decrease.

In both cases the evaluation of reservoir porosity and their saturation nature was based on the data of nuclear magnetic logging and deep laterologging. The main conclusions with regard to reservoir presence and their saturation coincide, since unified log response equations were used specified in the report Performance of Geologic Exploration in the Chyanda Field by SNIIGiMS (Novosibirsk, 2008).

The product-water contact was entered in one well and, based on the interpretation results, determined similarly at a depth of 1722.7 m (Fig. 4).

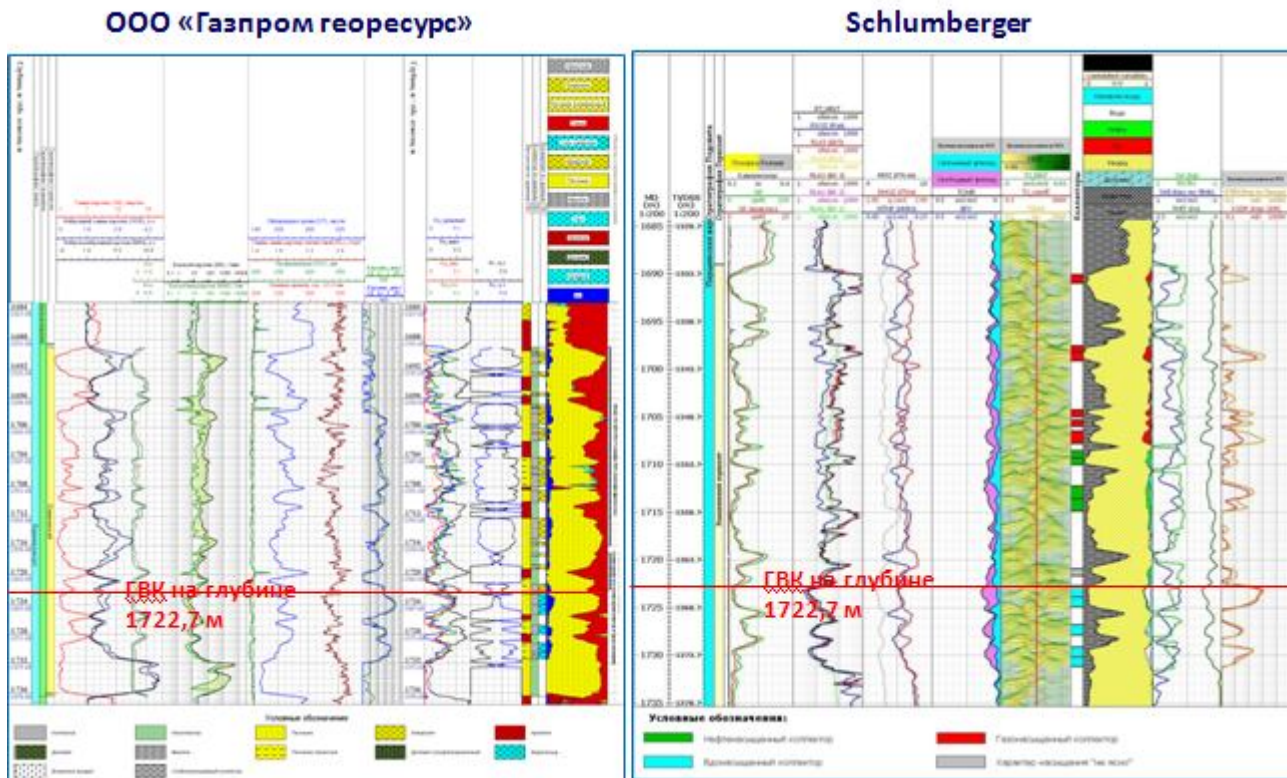


Fig. 4. Chayanda Field. Product-Water Contact Determination

Based on Well Logging

When comparing results of the reservoir saturation determination, there are some mismatches for a number of features (Fig. 5).

The critical water saturation values used by Schlumberger for separation of gas and oil-saturated rocks were obtained during the petrophysical core analysis and valid only for reservoirs with properties characteristic to the properties of rock samples under survey. In case of reservoir properties variation, the critical saturation values change significantly and vary for each rock class. The consideration of formation bound (residual) water having higher resistivity (clay bound water and capillary bound water) than mobile formation water makes it possible to increase the accuracy of formation fluid content evaluation. The water saturation critical value range reduces, if variations of relative permeability to gas and water are considered with regard to effective pore volume. Such an approach was used by the Gazprom Georesurs specialists.

The difference in determination of the reservoir fluid content in some cases is obviously resulted from non-consideration of the connate water saturation by the Schlumberger analysts.

It is obvious that inclusion of nuclear magnetic logging as a mandatory method into a complex of geophysical surveys increased the reliability of reservoir properties estimation based on geophysical well logging in terrigenous deposit structurally complex reservoirs of the Chayanda field. The significant advantage of NML is a possibility to estimate the volume of capillary bound water, which is of great importance to increase the identification accuracy for reservoir efficient porosity, their permeability and saturation.

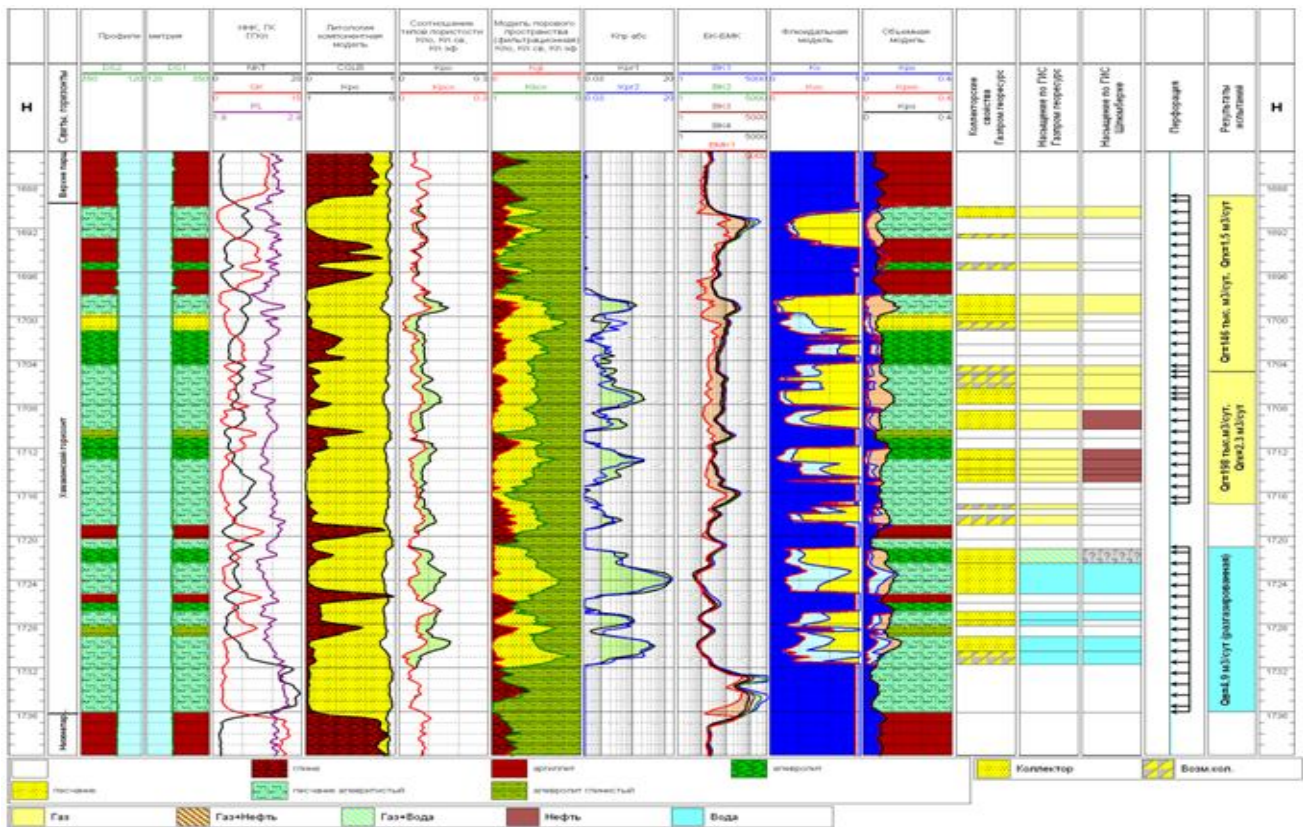


Fig. 5. Chayanda Field. Comparison of Well Logging and Cased-Hole Well Test Results

At the same time the Schlumberger analysts note the insufficient accuracy of the assumed interpretation parameters for argillaceous reservoirs. The NML-based reservoir permeability also requires mandatory adjustment with the results of core examination and direct methods of permeability testing. This conclusion confirms the recommendations of Gazprom Georesurs specialists to perform analytical work to adjust the interpretation model with the field conditions and to improve the interpretation algorithm for the Chayanda field terrigenous reservoirs. For that purpose Gazprom VNIIGAZ is performing analyses of argillaceous material core.

Within the framework of joint studies for selection of prospective equipment and methodological complexes of geophysical well logging for further development of the geophysical activities Gazprom carried out surveys with state-of-the-art scanning acoustic and electrical logging tools manufactured by Schlumberger and China National Petroleum Corporation.

The comparison of technical characteristics of the acoustic logging tools MPAL (PRC) and SonicScanner (Schlumberger) shows that they are similar in parameters (Table 5). The major difference is logging speed.

Table 5

Comparative Analysis of Acoustic Imagers

Parameters	MPAL (PRC)	Sonic Scanner (Schlumberger)
Maximum operating temperature	155°C	177°C
Maximum pressure	140 MPa	138 MPa
Tool diameter	Ø90 mm	Ø92 mm
Tool length	8.33 m	12.58 m
Tool weight	320 kg	383 kg
Logging speed	Expert mode 250 m/h; Standard mode 375 m/h; Digital mode 600 m/h.	Maximum 1097 m/h
Vertical resolution	15.2 cm	15.2 cm

It is worth mentioning that nowadays there is a Russian analogue of such tool, i.e. ABAK-11. However Gazprom Georesurs did not perform logging with this tool, since it was not included into the project geophysical well logging complex for the Chayanda field.

The advantage of the cross-dipole acoustic equipment is reliable picking of shear and Stoneley waves, capability not only to receive precise interval times of shear waves, but calculate their speeds in different stratum layers by receiving single-pole waves, rows of dipole and cross-dipole waves both in open hole and cased wells in different modes of the tool operation.

The most important parameter determined based on the cross-dipole acoustic logging data is formation anisotropy (Fig. 6).

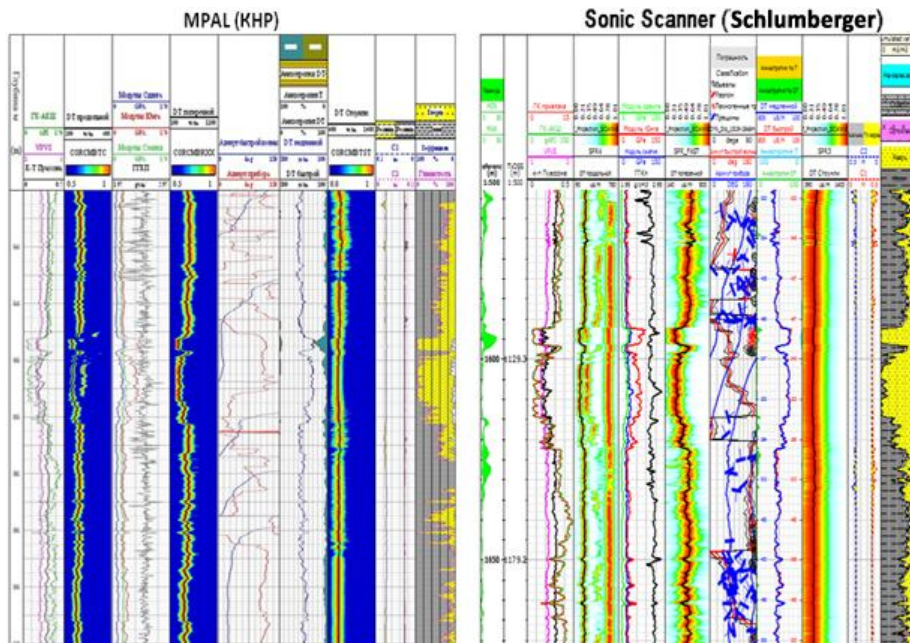


Fig. 6. Chayanda Field. Formation Anisotropy Determination

Knowing anisotropy of shear waves it is possible to determine a maximum horizontal stress direction, presence and strike of fracture and fracture plane. The anisotropy is of great importance in understanding horizontal and vertical permeability.

In general the results of processing and interpretation of the cross-dipole acoustic logging data obtained by equipment of the two companies in their software complexes in the Chayanda field wells are similar.

Based on the cross-dipole acoustic logging data the rock main mechanical properties were evaluated, such as bulk modulus of compression, shear modulus, Young's modulus, Vp/Vs ratio, Poisson's ratio.

The results of the interval time identification and rock mechanical properties calculation obtained with application of the foreign tools are identical to those ones obtained with the Russian single-pole full-wave acoustic logging equipment.

Based on the acoustic scanner data interpretation the conclusions were made on absence of the shear wave anisotropy in the region of Khamakha and Talakh horizons, i.e. the full-wave acoustic logging data obtained by Gazprom Georesurs on the fracturing absence in the formation rocks are confirmed.

The performed evaluation of the maximum horizontal stress direction implies that significant azimuth variations of the fast shear wave take place in case of lithologic changes (sandstone-clay) and rock scour regions.

The observed variations of the horizontal stress azimuth in case of lithologic change are most likely caused by anthropogenic reasons related to a drilling process.

For structural analysis, fracture evaluation and determination of horizontal stress of rocks forming the Chayanda field the surveys with the electrical microscanners FMI (Schlumberger) and MCI (PRC) were carried out.

The comparison of the tools technical characteristics specified in Table 5 shows that the tools are similar in parameters.

Table 6

Comparative Analysis of Electrical Imagers

Parameters	MCI (PRC)	FMI (Schlumberger)
Maximum temperature	155°C ÷ 175°C	177°C
Maximum pressure	100 MPa	138 MPa
Tool diameter	Ø90 mm	Ø127 mm
Tool length	8.30 m	7.44 m
Tool weight	240 kg	197 kg
Logging speed	Low scanning 225 m/h; Fast scanning 450 m/h.	549 m/h ÷ 1097 m/h
Vertical resolution	5 mm	5 mm

The visualized digital image of resistivity graphically and distinctly shows the formation rock character and its inner structure characteristics (Fig. 7).

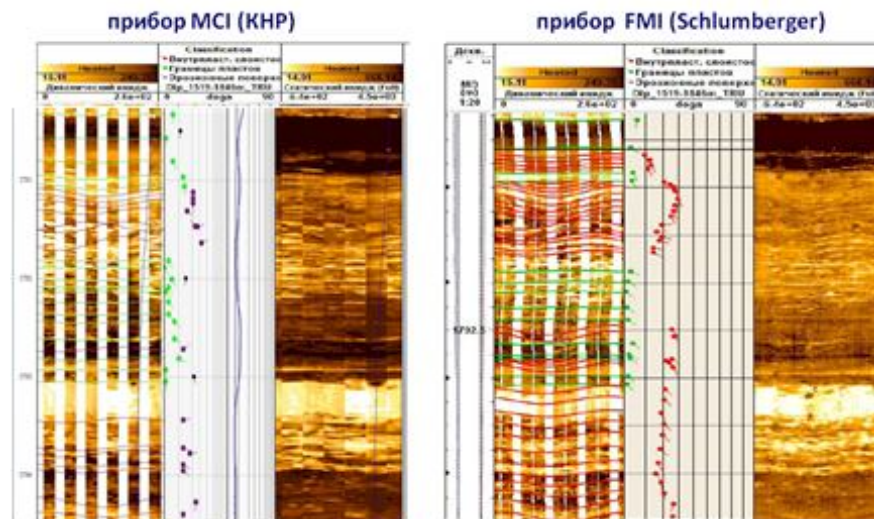


Fig. 7. Chayanda Field. Electrical Microscanner Data Visualization

In general the results of processing and interpretation of electrical scanning data obtained by equipment of the two companies in their software complexes in the Chayanda field wells are consistent with each other and allowed to obtain additional information on geologic texture dip and strike typical of general rock stratification, namely formation boundaries, intraformational bedding, solidness, erosion surfaces .

In all wells under survey the formation boundaries dip angles with prevailing dips, as well as prevailing dip directions were determined for the target intervals.

The comparison of results obtained by different tools shows that the obtained readings are close in values. Thus, for example, in the entire interval of the well under survey: formation boundary prevailing dip angles as per Schlumberger's data are 4-6°, as per PRC data are 2-10°, the prevailing formation direction is 190-220° (south-west) by Schlumberger and 210-240° (south-west) by PRC.

Fig. 8 shows an example of rock fracture evaluation. In accordance with the findings, the fractures are mainly partial (fracture routing is tracked not on all tool pads) and featured by poor resistivity contrast with surrounding formations, generally healed and correlated with aleuritic and argillaceous rocks.

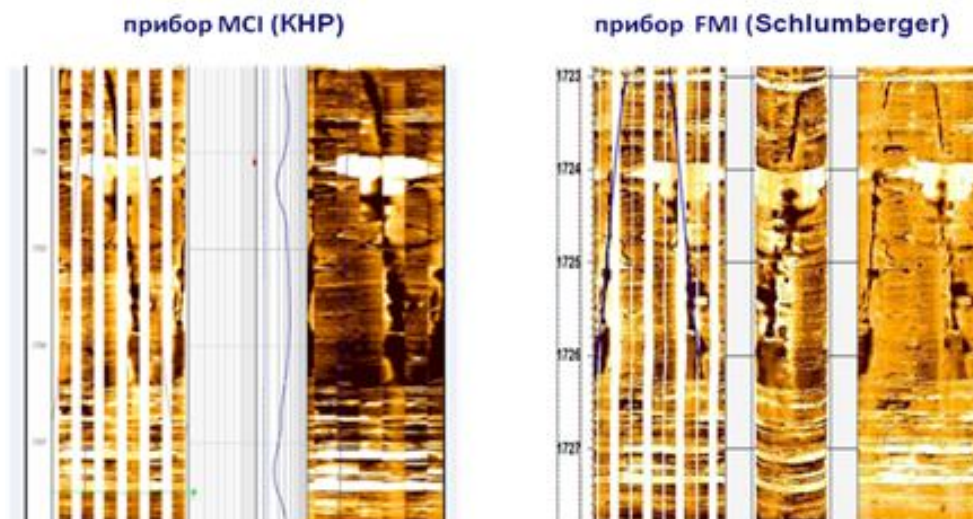


Fig. 8. Chayanda Field. Electrical Scanner Data Fracture Analysis

Taking into consideration a number of identified fractures, as well as dip angle and strike direction, we can state that natural fracturing in the region of the Khamakha and Talakh horizons and the Khoronokh suite is not developed, thus proving the conclusions made by the Gazprom Georesurs specialists based on the complex interpretation of the geophysical well logging.

As known the ground stress azimuth is closely related to the azimuth of wellhole collapse and man-made fractures, thus making it possible to identify a direction of current maximum and minimum principal stress.

Thus, for example, in the well shown in Fig. 9, there identified a large number of man-made formations, mainly inrushes, which are predominantly registered in argillaceous formations. Such a significant number of inrushes and man-made fractures allow to speak with confidence about the direction of horizontal stresses. As known the man-made fractures are formed in a direction parallel to the direction of maximum horizontal stress and inrushes develops in the perpendicular direction. Since the direction of inrush occurrence is 140-150° (south-east), consequently the maximum horizontal stress direction is north-east – south-west (50-60°).

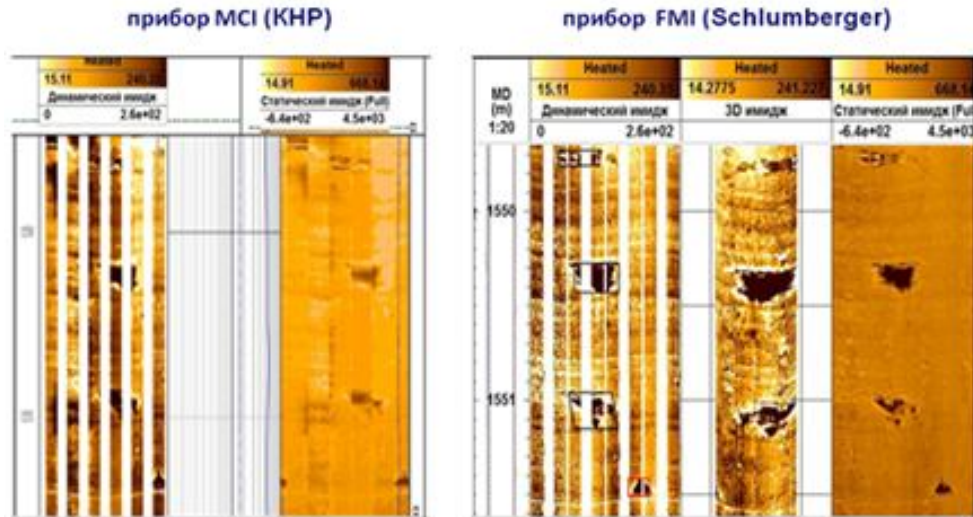


Fig. 9. Chayanda Field. Inrush Identification as per Electrical Scanner Data

The results of measurements by high-technology well logging methods show that the registered parameters and the technical capabilities of the two companies' tools are nearly the same.

Generally speaking, the comparison and analysis of surveys carried out with the use of Russian and foreign field geophysical technologies in the Chayanda field allow us to make the following main conclusions:

The well logging complexes performed by the Gazprom Georesurs manufacturing branch Irkutskgazgeofizika and Schlumberger have solved in full the tasks of detailed surveys in prospecting and exploration wells, in most cases the obtained results agree.

The data of the cross-dipole acoustic logging performed by Schlumberger and China National Petroleum Corporation confirmed the conclusions made by the Gazprom Georesurs specialists based on the full-wave acoustic logging interpretation and gave additional information on the rock anisotropy of the Chayanda field geology.

The surveys performed with the foreign electric scanners MCI and FMI allowed to obtain information on the geologic texture dip and strike, fracturing, horizontal stress directions of rocks forming the Chayanda field geology, which is of great importance for areal analysis and reservoir geological modeling (including geomechanical model).

The interpretation results of measurements made by the acoustic and electrical scanning tools manufactured by Schlumberger and China National Petroleum Corporation are nearly equal; the technical characteristics of the equipment are similar in parameters.

УСТАНОВКА ДЛЯ КАЛИБРОВКИ И ТЕСТИРОВАНИЯ КАРОТАЖНОЙ АППАРАТУРЫ

Лю Сиэнь, Ли Цзянь (Научно-исследовательский институт при Китайской компании по обслуживанию морских нефтяных месторождений, Китай)

Аннотация. Создание установки, удовлетворяющей потребности в исследованиях новых каротажных методов, калибровки и градуировки аппаратуры, проверки надежности продуктов до выпуска с производства, обеспечивает масштабное применение научно-исследовательских достижений и разработку новых технологий. В данной статье описаны разработка и проектирование испытательных устройств каротажной аппаратуры, история создания, эксплуатационные функции. Особенно детально изложены проектирование, создание, характеристики и предназначение установки.

Введение.

С конца прошлого века по мере потребности проведения геофизических исследований и работ на морских скважинах, Китайская компания по обслуживанию морских нефтяных месторождений (COSL) непрерывно проводила исследования и разработку новых каротажных технологий и аппаратов. В настоящее время уже установлены и применяются на морских нефтегазовых месторождениях системы имиджевой каротажной технологии: каротажная система ELIS, система вращательно-направляющего бурения Welleader и система каротажа в процессе бурения Drilllog, которые постепенно вводились в практическую эксплуатацию. Наша компания имеет опыт по разработке, изготовлению и применению данных технологий. Чтобы оказать техническое обеспечение и внедрить технологические достижения в масштабное применение, необходимо было создать установку, удовлетворяющую потребности в исследовании новых каротажных методов, калибровке и градуировке аппаратуры, проверке надежности установки еще на производственном этапе. На текущем конкурентном рынке по промышленному геофизическому обслуживанию базовая испытательная установка играет очень важную роль, и удовлетворяет нужды в планировке промышленного геофизического развития для Китайских морских нефтегазовых месторождений.

Данная испытательная установка построена в техническом центре COSL в пригороде Пекина, где находится государственная зона освоения новых высоких технологий, площадь которой составляет 4.5 гектара, строительная площадь 12000 м², капиталовложения более 200 миллионов в Китайских юанях. По направлению применения установка, оснащенная передовым мировым оборудованием и аппаратурой, используется для испытания технологии каротажа и направляющего бурения, разделяемой на 4 технологии: технология каротажа на кабеле, направляющего бурения, каротажа в процессе бурения и обсаженной скважины. Изготовление установки выполняется в несколько этапов. На первом этапе уже завершена настройка инфраструктуры для различного калибровочного и испытательного оборудования с целью удовлетворения потребности разработки текущих и будущих новых технологий. В настоящее время выполняется работа второго этапа, акцентирующего внимание на создании правил и норм для использования установки. Работа последнего этапа заключается в решении задач, возникающих в процессе разведки морских нефтегазовых месторождений.

1. Краткое описание функциональности испытательной установки.

Объект испытательной установки состоит из 4 функциональных зон: группы скважин для теста/калибровки приборов, тестирования электромагнитных приборов, испытания приборов каротажа в процессе направляющего бурения, испытания в реальных скважинах.

1) Зона группы скважин для теста/калибровки приборов: состоит из 160 опускных колодцев длиной 2-33 м, применяющих естественные горные породы или аналоговые пласты для имитирования различных скважинных условий. Данная группа скважин по функциональности является достаточным набором скважин, предназначенными для калибровки или градуировки приборов на кабеле, как прибор акустики, прибор для оценки технического состояния обсаженных скважин, прибор ЯМР, гамма каротажа, нейтронного каротажа, плотностного каротажа, акустического и электрического имиджевого каротажа, также прибор для каротажа в процессе бурения.

2) Зона для тестирования электромагнитных приборов: оснащена модельными скважинами для проведения эксперимента электрической анизотропии. Также снабжены устройствами для испытания термостойкости индукционных приборов на кабеле или аналога LWD в безиндукционной и немагнитной обстановке.

3) Зона для испытания приборов каротажа в процессе направляющего бурения предназначена для проведения тестирования вибрации, ударности и надежности аппаратуры. В этой зоне имеется вибрационный стенд, применение которого в настоящее время широко развивается в Китае, и является самой современной и единственной испытательной системой для проведения тестирования вибрации всего каротажного прибора в процессе бурения. Испытательное устройство для оценки прочности прибора в условиях высоких температур и давления позволяет получать экспериментальные данные в жесткой среде при проектировании и разработке аппаратуры.

4) Реальной скважиной является скважина КэСо 1 глубиной 3200 м, которая предназначена для комплексного испытания и калибровки каротажных приборов на кабеле. Скважина снабжена специальной каротажной вышкой высотой 36 м и пролетом 7 м, каротажными инструментами, спецмашиной и другой испытательной аппаратурой.

2. Проектирование и создание испытательной установки.

Проектирование испытательной установки базируется на следующих принципах: полностью учитывается эффективность, экономичность и современность технологии, включающая в себя каротаж на кабеле, каротаж в процессе бурения, направляющее бурение и каротаж в обсаженных скважинах. Калибровочные устройства соответствуют стандартам отрасли. Проектирование и строение четырех сооружений заключаются в следующем:

2.1 Зона группы скважин для теста калибровки приборов.

Данная зона содержит группы скважин для испытания имиджевых каротажных приборов, акустических приборов, приборов для оценки цементирования и технического состояния обсаженных скважин, а также, группы калибровочных скважин для приборов нейтронного каротажа, гамма каротажа, нейтронного каротажа, углерод-кислородного каротажа. Все экспериментальные скважины состоят из опускных колодцев, занимающих 1000 м². Максимальная глубина которых составляет 10 м, средняя 2м, всего имеется скважин 229. Для обеспечения комфорта и безопасности в проведении испытаний, используется вспомогательное оборудование: система подъемника, лазерная локация, система для контроля радиоактивности, механическая рука для доставки радиоактивного источника и другие.

2.1.1 Испытательные калибровочные скважины для радиоактивных приборов.

А) Проектирование калибровочных скважин для плотностных каротажных приборов.

1) Объемная плотность в диапазоне 1.2-3.1 г/см³; созданы 13 измерительных точек, включающие пласты глины, песчаников, известняка, доломитов, гранитов.

2) Созданы 11 измерительных точек для Ре в диапазоне 0.2 – 20 b/e.

3) Диаметр скважин составляет $\phi=152.4$ мм, $\phi=200$ мм, $\phi=215.9$ мм, $\phi=311.2$ мм, в каждой из 13 скважин.

4) Характеристика горных пород. Выбраны естественные осадочные породы в качестве шаблона для измерения плотности, изменяющейся в диапазоне 1.10 ~ 3.00 г/см³, Ре = 0.1-20. Если показатели природных пород не попадают в эти диапазоны, то заменяют искусственными.

5) Размер модуля составляет 800 (длина)×700 (ширина)×1100 (высота), мм

6) Ниже в табл. 1 представлены 52 скважины:

Таблица 1

Проектируемые значения плотности и Ре скважин

п/п	Литология	Плотность, г/см ³	Ре b/e	Диаметр скважины, ±2 мм)	Количество скважин
1	Искусств. породы	1.2 ~ 1.4	0.2 ~ 1	152, 200, 215.9, 311.2	4
2	Искусств. породы	1.4 ~ 1.6	7.5 ~ 9	152, 200, 215.9, 311.2	4
3	Искусств. породы.	1.6 ~ 1.7	3.5 ~ 4.5	152, 200, 215.9, 311.2	4
4	Искусств. породы	1.7~1.8	11 ~ 13	152, 200, 215.9, 311.2	4
5	Искусств. породы	1.8~1.9	14 ~ 16	152, 200, 215.9, 311.2	4
6	Искусств. породы	1.9~2.0	17 ~ 20	152, 200, 215.9, 311.2	4
7	Искусств. породы	2.0 ~ 2.1	6.5 ~ 7.5	152, 200, 215.9, 311.2	4
8	Песчаник	2.1~2.3	2.1~2.3	152, 200, 215.9, 311.2	4
9	Песчаник	2.3 ~ 2.4	2.1 ~ 2.3	152, 200, 215.9, 311.2	4
10	Песчаник	2.55 ~ 2.65	2.1 ~ 2.3	152, 200, 215.9, 311.22	4
11	Известняк	2.68 ~ 2.71	5.1 ~ 5.2	152, 200, 215.9, 311.2	4
12	Доломит	2.8 ~ 2.85	3.2 ~ 3.3	152, 200, 215.9, 311.2	4
13	Гранит	2.9 ~ 3.2	6 ~ 6.5	152, 200, 215.9, 311.2	4
Всего		13	11		52

В) Проектирование калибровочных скважин для нейтронных каротажных приборов:

1) 4 стандартных диаметра скважины ($\phi=152.4$ мм, $\phi=200$ мм, $\phi=215.9$ мм, $\phi=311.2$ мм). По каждому диаметру спроектированы 11 стандартных скважин с известняками, 5 поправочных скважин с песчаниками, 5 поправочных скважин с доломитами, 40 скважин с природными породами, 36 нейтронных аккумулятивных скважин, 8 нейтронных грифельных скважин и 1 водная скважина. В известняковых скважинах предусмотрены 11 точек для измерения пористости в диапазоне 0-50, 8 точек ниже пористости 30, кроме того, все скважины наполнены природными породами, в том числе, в

7 скважинах наполнены Американскими известняками Austin и Indiana.

2) Посредством метода моделирования Монте-Карло изучали характеристику компенсируемых нейтронных приборов, прижимаемых к стенке скважины во время измерения при различных расстояниях излучателя от приемника. Также вычислили соответствующие максимальный размер калибровочной скважины. Размер блока для измерения нейтронов: мощность - 150 см, радиальная глубина – 120 см.

3) Построено 85 стандартных скважин с 4-мя диаметрами для измерения нейтронной пористости. Они тоже применяются для проведения эксперимента ЯМР.

Таблица 2

Калибровочная скважина для измерения нейтронов диаметром 152 мм

п/п	Литология	Пористость, (р.у.)	Диаметр скважины, мм	Мощность пласта, м	Расстояние между противоположными	Метод строения
1	известняк	1 ~ 3	152	1.5	1.5	целый блок природ. пород
2	известняк	6 ~ 8	152	1.5	1.3	Накладываются
3	известняк	10 ~ 12	152	1.5	1.3	Накладываются
4	известняк	14 ~ 16	152	1.5	1.3	Накладываются
5	известняк	18 ~ 19	152	1.5	1.5	целый блок природ. пород
6	известняк	20 ~ 21	152	1.5	1.2	нагромождение
7	известняк	23 ~ 24	152	1.5	1.2	нагромождение
8	известняк	26 ~ 27	152	1.5	1.5	целый блок природ. Пород
9	известняк	30 ~ 33	152	1.5	1.2	нагромождение
10	известняк	35 ~ 38	152	1.5	1.2	нагромождение
11	известняк	42 ~ 55	152	1.5	1.2	нагромождение
12	песчаник	6 ~ 10	152	1.5	1.3	Накладываются
13	песчаник	13 ~ 14	152	1.5	1.3	нагромождение
14	песчаник	18 ~ 19	152	1.5	1.2	нагромождение
15	песчаник	24 ~ 25	152	1.5	1.2	нагромождение
16	песчаник	32 ~ 35	152	1.5	1.2	нагромождение
17	доломит	0 ~ 1.2	152	1.5	1.2	целый блок природ. Пород
18	доломит	4 ~ 6	152	1.5	1.3	Накладываются
19	доломит	9 ~ 15	152	1.5	1.3	нагромождение
20	доломит	16 ~ 17	152	1.5	1.2	нагромождение
21	доломит	24 ~ 25	152	1.5	1.2	нагромождение

С) Группа испытательных скважин для акустических каротажных приборов.

1) Испытательные скважины для измерения скорости волны.

На основе совокупности теоретического и экспериментального изучения установлен метод калибровки акустического прибора с использованием труб с ограниченной толщиной. Создана

калибровочная скважина с 6-тью изменяемыми трубами, которые позволяют проводить высокое, средне и низкое скоростное испытание. Материалы калибровочных труб разделяют на 3 типа: высокоскоростной - дюралюминиевая труба, нержавейка; среднескоростной - алюминиевая бронза, стеклопластик; низкоскоростной - оргстекло, PVC.

2) Испытательные скважины для оценки качества цементирования и технического состояния обсадных колонн.

Для обнаружения дефекта скважины на основе обобщения различных ситуаций по повреждению и коррозии обсадных колонн созданы трубы с разными диаметрами, имитирующие поврежденные и коррозированные трубы при разных плотностях перфорированных каверн или коррозии.

Для оценки качества цементирования посредством теоретического вычисления и оптимизационного проектирования определены количество и длина, акустические параметры и геометрический размер горизонтальных блоков, применяемых в испытательных скважинах, также, размер обсадных колонн, зазор ограниченной поверхности цементирования, параметры бурового раствора, свойства наполняемого флюидом.

Всего используют 11 скважин, в которых угол цементирования $2^{\circ} \sim 360^{\circ}$, зазор граничной поверхности 0.05-0.2 мм, плотность цемента $1.2\text{g}-1.9 \text{g}/\text{cm}^3$, 3 пластовых скорости, диаметр обсадной колонны 7in и 95/8in.

D) Испытательные скважины для имиджевых каротажных приборов.

В разработке испытательных скважин для имиджевых каротажных приборов учитывается множество возможных геологических случаев на стенках скважины - прямая и косая трещина, трещина контактного типа, естественная, изгибаемая трещина, трещина фигурой S, каверны и другие, разработанные на основе собранных образцов природных пород.

Группа скважин: всего 5 скважин глубиной 33 м и внутренним диаметром 1.3 м. Конструкция единичной скважины, на забое скважины шурф длиной 3 м, в центральном интервале скважины наложен блок горных пород длиной 10 м, в верхней части место для обратного течения и наведения раствора.

Функция опускного колодца: 4 скважины для калибрования микроэлектрического прибора, наполнены раствором на водяной основе, 1 скважина на нефтяной основе.

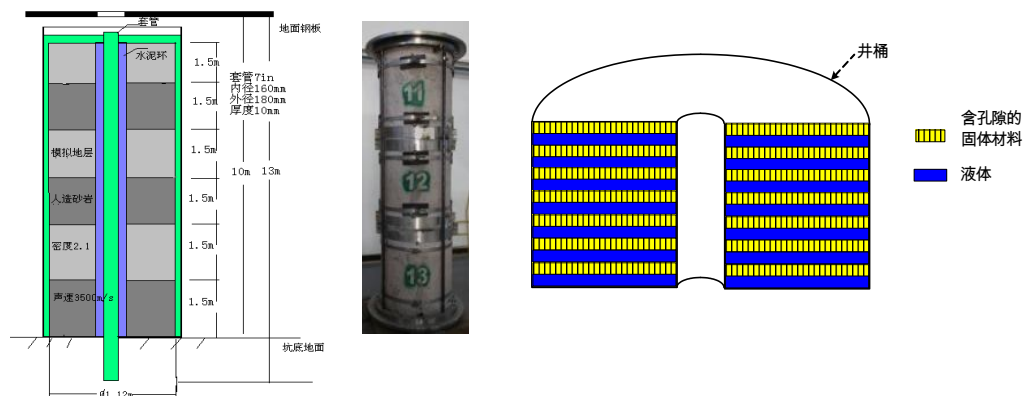


Рис. 1. Схема конструкции скважины

2.2 Калибровка и испытание индукционных каротажных приборов.

А) Модельные скважины для испытания трехмерного индукционного прибора.

Применяется чередование тонких пористых твердых тел и раствора для реализации электрической анизотропии пластов. Структурная платформа и скелет скважины сделан из стеклопластика. Обсадные колонны заменяются по требованию испытания. Данная модельная скважина с анизотропными пластами занимает первое место в мире.

Технические характеристики: Высота бака-10 м, метрическая шкала уровня воды до 9.5 м, внутренний диаметр бака – 4 м, внутренний диаметр обсадки – 250 мм, мощность электрического анизотропного разреза - 2.08 м, соотношение электрической анизотропии по направлению 8:1.

В) Неиндуктивное помещение и обогревательное устройство.

Неиндуктивное помещение и обогревательное устройство являются необходимым базовым оборудованием для разработки и изготовления электромагнитных каротажных приборов. Изготавливаются из термостойких изолирующих материалов без индукционных и магнитных свойств. Разрез зоны равномерной температуры: $\varphi = 236 \times 9000$ мм. Для равномерного обогрева в помещении установлены 3 температурных датчика измеряющие температуру и передающие данные их состояния управляющей системе с целью регулирования обогрева.

С) Калибровочная стойка для индукционного прибора.

По требованиям к калибровке индукционного прибора определяется высота, ширина и площадь стойки, изготовленные из высокопрочного электроизолирующего материала. Фундамент стойки построен путем бетонирования неметаллического элемента конструкции. Чтобы прибор имел достаточно свободное пространство для калибровки, вокруг стойки в области меньше 8 м не существуют металлических и высоко электропроводящих веществ.

3 Комплексная испытательная система для аппаратуры каротажа в процессе направленного бурения.

По мере потребности испытания и тестирования прибора каротажа в процессе бурения установлен наземный базовый испытательный комплекс, включающий ряд испытательных систем, таких как система виброударного испытания, система испытательного бурения по целевому цементному горизонту, система тестирования для наземных циркуляционных труб и т.д. Соответственно, оформлены стандарты тестирования и нормы испытания.

3.1 Испытательная система для циркуляции бурового раствора.

Вокруг испытательной площади проложен трубопровод длиной 3000 м с рабочим давлением 35 Мпа. Циркуляционным трубопроводом является НКТ диаметром 41/2" и толщиной 6.88 мм из материала N80. Для соединения труб применяется метод быстросъемного соединения. Комплекс оборудован буровым насосом F-1300, 2-мя регулируемыми электродвигателями с мощностью 600 Квт с групповой клиноременной передачей. Редукционное отношение в насосе составляет 4.062. Электродвигатель снабжен охлаждающим вентилятором мощностью 11 Кв. Также установлен измерительный контроль для испытательного станка горизонтального бурения и системы циркуляции бурового раствора, компьютерный измерительный контролер, цифровая управляющая система и регулятор силового распределения. В условии циркуляции можно испытывать рабочую способность телеметрической системы по импульсам бурового раствора и рабочие параметры турбогенератора.

Основные технические параметры испытательной системы для циркуляции бурового раствора: максимальная подача - 713 грт; выходное давление 35 Мпа; внутренний диаметр 100 мм,

длина трубопровода – 3000 м, длина циркуляции – 500 м/ 1000 м/ 2000 м/ 2500 м/ 3000 м.

3.2 Система для виброударного испытания.

Данная система включает 4 специальных устройства: вибрационный стенд силой 400 KN, комплексный ударный стенд силой 50 KN, ударный испытательный стенд 1.5 т, система HALT/HASS.

3.3 Система для испытания бурения в цементном модельном горизонте.

В совокупности с циркуляционной системой бурового раствора установлен гидравлический станок горизонтального бурения, с помощью которого можно проводить бурение на попадание цементной мишени 2.2*2 м. Перед станком горизонтального бурения стоит цементная мишень размером 30×2.2×2 м, её среднее напряжение сжатия составляет 34 Мпа. Оно эквивалентно среднему или высокому прочному горизонту. Основные технические характеристики: максимальный крутящий момент 13600 Nm, максимальная сила толкания 30 т, максимальная подъемная сила-20 т, максимальная скорость вращения 120 грт, дальность прохода- 3.4 м.

3.4 Проверка и испытание термочности при высоком давлении.

Чтобы проверить надежность работы и успешность измерения приборов при высокой температуре и давлении, необходимо имитировать условия реальной скважины для получения испытательных данных. Разработана изолированная металлическая конструкция для обеспечения надежности и безопасности проведения испытания при 245 и 200 МПа. Размер рабочей полости Ф= 250×10000 мм. Колебание температуры и давления соответственно $\pm 5^{\circ}\text{C}$ и ± 2 МПа во время испытания. Затрат времени на повышение температуры с 90°C до 245°C меньше на 3.5 часа, а для обратного снижения с 245°C до 90°C меньше на 2.5 часа.

4. Реальная скважина для испытания приборов.

Для проверки прибора до выпуска с завода на площади технического центра пробурена одна реальная скважина, функция которой заключается в исследовании, изготовлении, обучении и калибровании. Скважина Кэсо 1 закончена в августе 2009 г, проведена приемная проверка и выведена на эксплуатацию в октябре 2009 г. Проектированная глубина – 3200 м, в том числе, обсаженная 2100 м, открытая 1100 м, из которых в интервале 200 м диаметр скважины 12-1/4", в интервале 900 м диаметр скважины 8-1/2". Скважина оборудована специальной каротажной вышкой, системой лебедки и другими вспомогательными средствами.

5. Заключение.

Установка для калибровки и теста каротажной аппаратуры является необходимой для развития Китайских каротажных технологий на морских месторождениях. Данная установка играет важную роль, как для исследования новых технологий, так и для промышленного производства. Испытательная установка совершенствуется и обеспечивает разработку и применение новой каротажной аппаратуры и оборудования.

**ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ РОССИЙСКОЙ ЗАБОЙНОЙ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С
ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ КАНАЛОМ И НДМ ДЛЯ ГЕОНАВИГАЦИИ И ЕЁ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ**

Яо Сивэй, Люй Чжюнь, Чжоу Бэнлянь

(ТОО Пекинская нефтеаппаратурная компания «Хуа-Юй Хэчуан», Китай)

Аннотация. Российская забойная телеметрическая система с электромагнитным каналом и НДМ для геонавигации при использовании имеет более быструю, надежную и гибкую систему передачи данных, а также своевременную и точную эффективность для геонавигации параметров измерения НДМ. Использование этой технологии в течение последних двух лет на месторождениях Цзянсу и Наньяна при бурении горизонтальных частей тонких переслойковых коллекторах играет большую роль в геонавигации, значительно улучшает эффективность падения в пластах. Система геонавигации НДМ характеризуется пользователями как «Качественный инструмент для геонавигации в тонких нефтяных и сложных пластах горизонтальных скважин». Эта статья кратко описывает применение технологии НДМ в Китае.

1. Общая характеристика технологии.

Основная технология – это особый формат передачи данных с эффективными данными (инженерно-технические и геонавигационные) измеренные системой НДМ.

Данная система принимает электромагнитные волны для передачи измерительных данных прибора, затем после перекодировки измеряемых данных скважинный прибор загружает несущие волны (электромагнитные волны с частотами 0.625-20Hz), измерительные сигналы из электромагнитной передачи спускает вокруг, наземный детектор выгружает обнаруженные сигналы, затем расшифровывает и получает реальные измерительных данные. Формула передачи сигналов выглядит так:

$$U_c = U_0 \cdot e^{-\beta L},$$

где, U_c - электромагнитные сигналы, применяемые на поверхности (mV); U_0 – излученные электромагнитных сигналов (mV); L – Глубина скважин (m); β - коэффициент затухания электромагнитного сигнала, его значение зависит от частоты излучения, сопротивления пластов, полученного материала из буровой трубы и свойства бурового раствора.

Из формулы видно, что уровень применяемых сигналов с глубины скважины показывает обратнопропорциональное отношение, которое также зависит от сопротивления пласта. При высоком

и низком сопротивлении снижается расстояние передачи электромагнитных волн. Самый оптимальный диапазон измерения сопротивления пластов находится в интервале от 2 Ом*м до 1000 Ом*м.

Обычно при использовании электромагнитного канала эффективная глубина передачи данных 2000 м. С целью улучшения измерительных глубин можно использовать забойную телеметрическую систему с комбинированным каналом, а именно в скважине соединяется скважинный прибор с кабелем. Сигнал передается на ретранслятор сигналов, который находится на верхней части кабеля, затем с помощью электромагнитного сигнала передается на поверхность скважины. По сравнению с телеметрической системой гидравлического канала скорость передачи данных увеличивается более чем в 5 раз.

По сравнению с другой системой преимуществом является то, что модуль НДМ имеет длину 60 см, расстояние между НДМ и долотом 0.5 м. В измерительные параметры включены: инклинометрия, оборот долота, уровень колебания, внутренне и внешнее давление бурового инструмента, давление долота, температуры, ГК и сопротивление. ГК имеет высокую точность измерения, сопротивление качественно определяет литологию, анализирует нефтегазовый и водный пласт, хорошо выполняет требования геонавигации. Так же расстояние датчика измерения НДМ до долота только 0.5 м. Им точно и оперативно предоставляется информация для геонавигации и увеличивает эффективность падения в коллекторах.

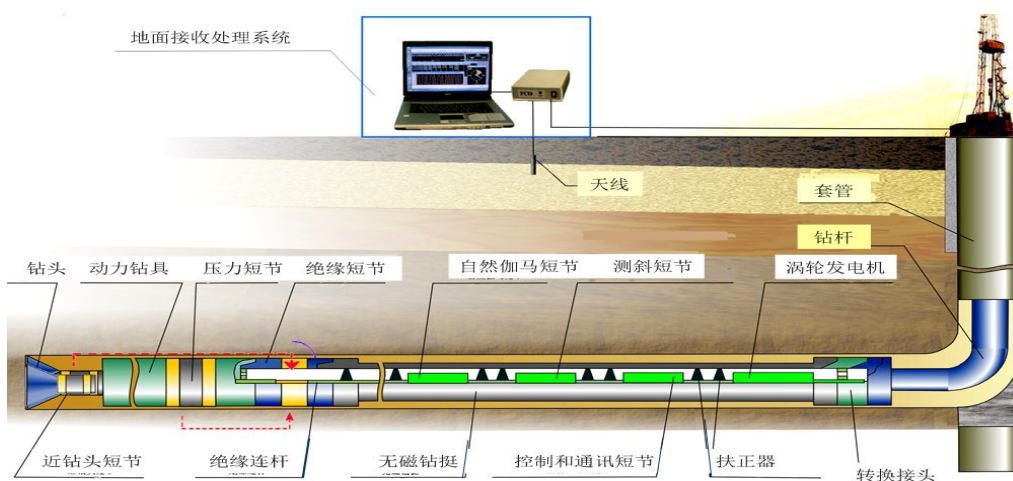


Рис. 1. Схема забойной телеметрической системы с электромагнитным каналом и НДМ для геонавигации

Измерительные параметры НДМ в основном используются для проведения эффективной, точной геонавигации и инженерно-технического сопровождения. Выше забойный двигатель имеет еще один комплект модуля измерения, которым можно измерить давление, инклинометрию, ГК и другие

параметры, которые более точно предоставляют инженерно-техническую и геологическую информацию.

Счетчик азимутального ГК в модуле. ГК – это счетчик Гейгера, который состоит из верхней и нижней группы и управляется акселерометром. При вращении долота можно определить взаимное расположение гамма зонда относительно осевой плоскости. Зонд расположенный в верхней части осевой плоскости регистрирует верхний ГК, а зонд, расположенный в нижней части осевой плоскости регистрирует нижний ГК (рис. 2).

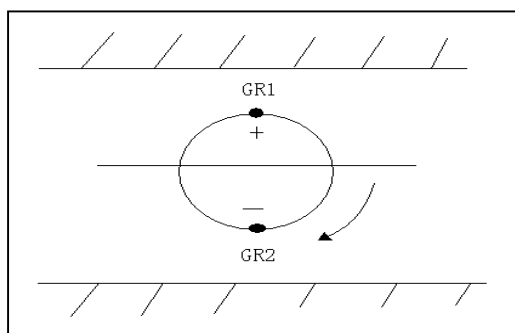


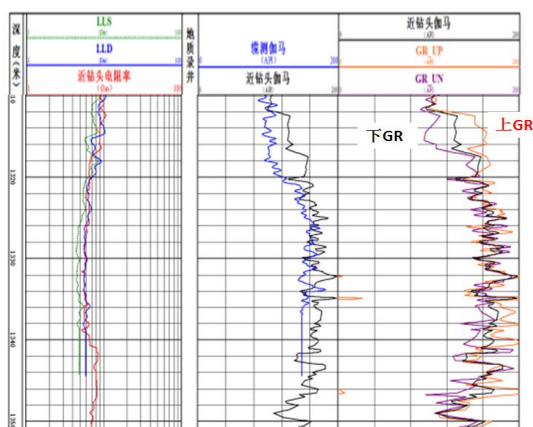
Рис. 2. Измерительная схема ГК



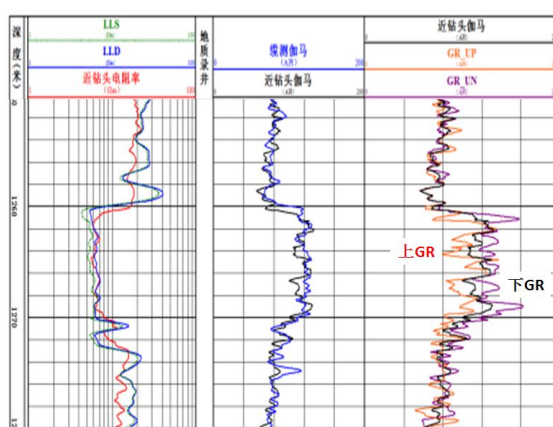
Рис. 3. Структурная схема модуля НДМ

Отсылаемая разность величин верхних и нижних кривых ГК, может определить, где находится ствол - в середине, в верхней или нижней части. Если бурение уходит от коллекторов, то можно определить, куда уходит ствол (из верхней части коллекторов или нижней части коллекторов), и таким образом провести своевременную геонавигацию. В алевропелитовых коллекторах горизонтальной части скважин при бурении величина верхней ГК выше, чем величина нижней ГК. Из этого видно, что ствол при бурении сближается с верхней частью коллекторов в верхних глинистых пластах (рис. 4). И наоборот, когда величина нижней ГК выше, чем величина верхней ГК, то видно, что ствол при бурении сближается с нижней частью коллекторов в нижних глинистых пластах (рис. 5).

Вследствие того, что длина НДМ только 0.6 м, максимальное расстояние между обратным измерительным каналом и питанием сопротивления не превышает 1 м. Поэтому глубина измерения очень неглубокая - только 30 см. Так как расстояние между НДМ и долотом только 50 см, оно имеет маленькое воздействие проникновения и влияет на результаты измерения, а также более качественно определяет нефтегазовый и водносный пласт. Полученные данные по ГК и сопротивлениям обеспечивает точную геонавигацию во времени бурения.



**Рис. 4. Ствол при бурении сближается с верхней частью коллекторов
в верхних глинистых пластах**



**Рис. 5. Ствол при бурении сближается с нижней частью коллекторов
в нижних глинистых пластах**

В течении двух лет, на месторождениях Цзянсу и Наняне использовали забойную телеметрическую систему с комбинированным каналом связи и бескабельной формулой передачи данных, также выполнили 6 скважинных исследований в горизонтальных скважинах с геонавигацией и достигли большого успеха, особенно при проведении исследований геонавигацией в скважине с толщиной коллектора только 1.5 м, коэффициент успеха падения в нефтяных пластах достиг до 77%. В скважине с толщиной коллектора 2.5 м - коэффициент успеха падения в нефтяных пластах достиг до 86%. При сравнении с другими методами телеметрических систем, используемые в тех же блоках с похожими геологическими условиями, коэффициент повысился в 2 - 4 раза. Специалисты геологоразведки на месторождениях называют забойную телеметрическую систему с электромагнитным каналом и НДМ для геонавигации - «качественным инструментом для геонавигации в тонких нефтяных и сложных пластах горизонтальных скважин».

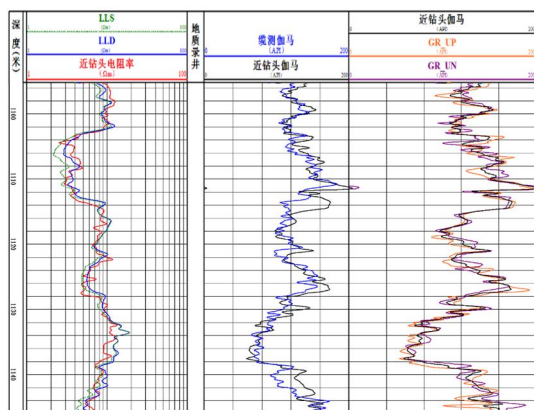


Рис. 6. Результаты НДМ и ГИС

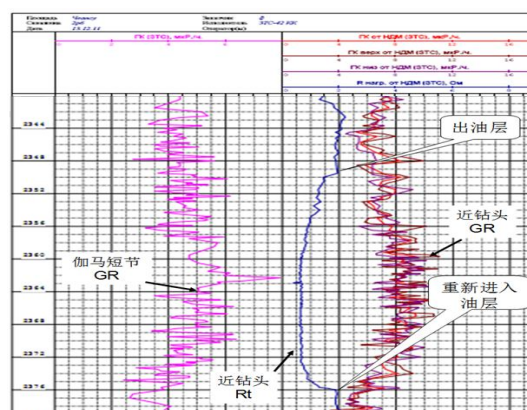


Рис. 7. Материалы НДМ траектории бурения в нефтяных пластах

2. Технический результат.

Во время применения системы в скважинах наша компания провела усовершенствование Российской забойной телеметрической системой с электромагнитным каналом и НДМ для геонавигации.

2.1. Усовершенствование системы на глубине.

В Российской забойной телеметрической системе с НДМ, оператор вручную вводит и исправляет данные с глубины скважины. Каждый раз при бурении одного метра требуется вручную ввести текущую величину с глубины. Когда поднимают буровой инструмент, также вручную устанавливают программное обеспечение для обработки данных. Такая система неудобна.

Наша компания разработала систему на глубине и вспомогательное программное обеспечение. Интерфейс для другого (стороннего) системного программного обеспечения обеспечивает стандартные запросы данных протокола TCP – сеть (программа регистрации данных Российской наземки является в качестве клиента стороннего). Также возможно в любое время передать программе данные системы, текущую необходимую информацию с глубины и состояние бурения, а также возможно провести калибровку измерительных данных на глубине после измерения.

2.1. Состыковка телеметрической системы передачи данных с гидроканалом.

В настоящее время, китайские буровые компании в основном используют телеметрические системы передачи данных с гидроканалом. Для удовлетворения потребностей большинства отечественных пользователей, наша компания проводила научно-исследовательскую работу наряду с отечественными компаниями по бурению наклонно-направленных скважин для состыковки с российским НДМ и китайской телеметрической системой с гидроканалом. Российский НДМ обеспечивает протокол связи по передаче данных НДМ, а наша компания разрабатывает приемник

сигналов НДМ и соответствующее оборудование.

Соединительная схема по состыковке НДМ и забойной телеметрической системы с гидроканалом показана на рис. 8.

Модуль НДМ устанавливают между забойным двигателем и буровым долотом. Приемник сигнала устанавливают на верхней части забойного двигателя, между забойной телеметрической системой и приемником сигнала НДМ. Они соединяются телескопической штангой. Чтобы достичь упругой связи через спиральный кабель, находящийся в соединенной телескопической штанге, соединяют с авиационным разъемом. Каждые 56 секунд выполняется сбор данных всех параметров и затем направляет по телеметрической системе с гидроканалом MWD. MWD своевременно передает все параметры по инклинометрии, ГК, а также передает параметры давления, давление внешней колонны и обороты долота. Все данные измерений сохраняются в приборе.

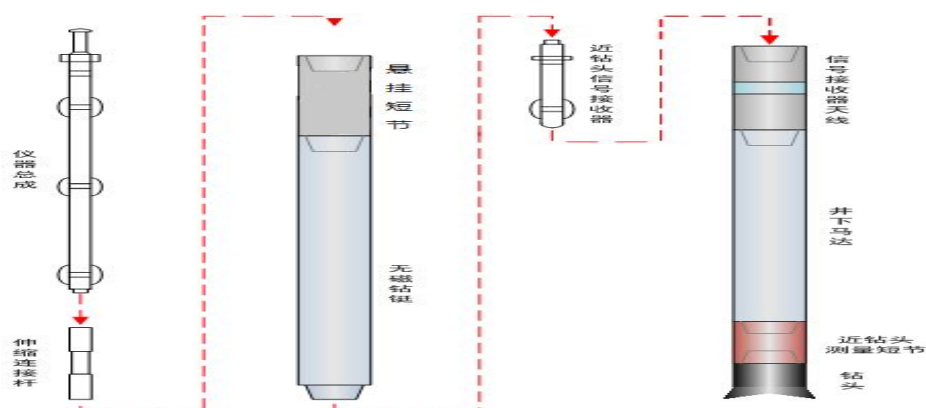


Рис. 8. Структурная схема по состыковке НДМ и MWD с гидроканалом

Изображение азимутной ГК позволяет обеспечить градации серого, отраженные на 8 уровне величины ГК полного ствола. Это позволяет эффективно проанализировать и определить расположение ствола в коллекторах и провести точную геонавигацию. НДМ представляет открытую систему, которую можно состыковывать с различными MWD разных производителей, а также возможно комбинировать с системой LWD.

3. Моделирование и улучшение НДМ.

У НДМ Российской телеметрической телесистемы низкая рабочая температура и давление (120°C/60МПа). Она не удовлетворяет техническим требованиям при исследованиях в глубокой скважине. Поэтому для решения этой проблемы наша компания совместно с США начала совместную разработку термостойкого гипербарического модуля НДМ. Длина этого модуля равна 0.75 м, рабочая температура и давление 150°C/138 МПа. В измерительные параметры включены инклинометрия, сопротивление, изображение азимутальной ГК, а также возможно выбрать другие параметры под

специальному запросу пользователя, а именно, температуру, давление, скорость бурения и др.

4. Усовершенствование физических методов исследований.

В условиях неоднородности ствола, зон проникновения и окружающей среды, конкретно для физического метода исследований НДМ забойной телеметрической системой, создали соответствующую математическую модель дифференциального уравнения без правой части. С помощью имитации величины конечного элемента, проведем моделирование методов исследования и симулируем теорию исследования НДМ. На рис. 9 показаны имитационные исследовательские результаты сопротивления модуля НДМ нового поколения при диаметре скважин $8\frac{1}{2}$ ". Таким образом, новое поколение НДМ – это высокочувствительный модуль, стабильная работа которого имеет высокую точность. По результатам исследований возможно качественно различить литологию, определить нефтегазовый и водный пласты.

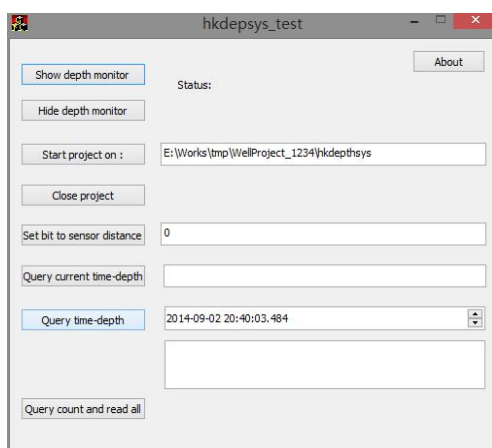


Рис. 9. Програмный интерфейс новой системы НДМ на глубине

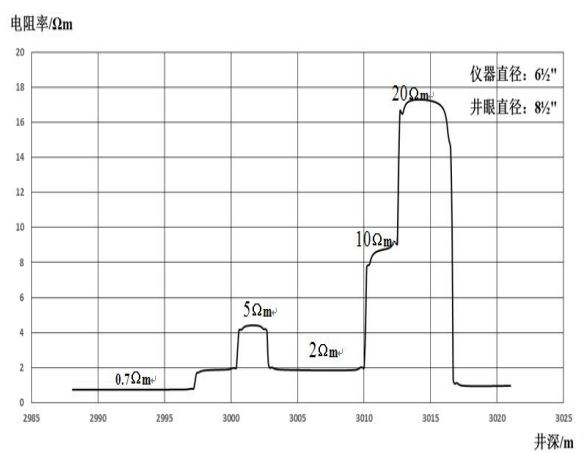


Рис. 10. Результаты аналогового измерения сопротивления нового поколения НДМ

ПРИМЕНЕНИЕ НОВОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СКВАЖИННОГО ТРАКТОРА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

*Ван Жан, Чжао Цзяньхой, Вэй Чань, Ли Инбо (Лтд. Хуандинг Энерги Сервис
Пекин Район Чаньпин 102200, Китай)*

Аннотация: В настоящее время горизонтальные скважины стали очень популярными в Китае, но быстрый подъем скважинных приборов до забоя или глубины исследования ГС осталась неразрешенной задачей. В Китае и за его рубежом разработано много новых приборов и новых технологий для разрешения вопросов работы в ГС. Разработанный компанией Лтд. Хуандинг Энерги Сервис гидравлический скважинный трактор является специальным инструментом для доставки скважинных приборов в ГС. Трактор является разработкой с новейшими технологиями и является первым в Китае гидравлическим скважинным трактором. В настоящем докладе описана система, конструкция и практическое применение трактора в практическом производстве.

Ключевые слова: ГС, скважинный трактор в ГС, новая технология, пример исследования.

1. Введение.

Нефть как не возобновляемый источник энергии истощается в процессе добычи и ее запас уменьшается. Использование горизонтальных скважин увеличивает площадь фильтрации нефти в коллекторе, повышает дебит нефти. Это широко применяется во всех странах. В настоящее время горизонтальные скважины и сильнонаклонные скважины уже составляют больше 50% от общего количества скважин на многих месторождениях. Горизонтальные участки протяженностью больше 1000 м уже стали очень популярными, а геофизические исследования проводятся на бурительных трубах с низкой эффективностью также как раньше. Скважинный трактор был разработан для быстрой доставки скважинных приборов до горизонтальных участков при выполнении различных исследовательских работ в скважинах.

Разработанный компанией Лтд. Хуандинг Энерги Сервис трактор обладает устойчивой работой. Он может преодолевать нагрузочную силу в три раза больше, чем аналогичные тракторы. Он выполняет больше функций. Благодаря применению новой концепции разработки Трактор гарантирует длительную работу, может работать в скважинах без промывочной жидкости, и является первым в Китае гидравлическим трактором. Трактор сейчас уже широко применяется на месторождениях Дацинь, Чаньцин, Цзяньхань и др. Количество измеряемых скважин с Трактором уже превысило 60 скв/операций.

2. Принцип работы трактора.

Тип привода данного трактора - привод колесных пар. Трактор с помощью электродвигателей, редукторов и механизмов трансмиссии приводит колеса к вращению, они же и приводят скважинный прибор в движение. Тип прижима - гидравлический прижим. Гидравлические насосы в тракторе, электромагнитные клапаны приводят гидромасло и механизм прижимных рычагов в движение. Благодаря своей надежности, безопасности и малых неисправностей Гидравлический трактор служит современным инструментом доставки СП в горизонтальные скважины.

3. Состав трактора.

Трактор состоит из наземного пульта и скважинного прибора. В наземной пульт входят источник, интерфейс сигнала, переносный ПК; в скважинный прибор входит модуль натяжения и локатора муфты, центраторы, электросхема, модуль прижима, модуль привода, компенсационный модуль и др. По условиям производства можно провести работу 2, 3, 4, 5 или 6-модульным приводом. Состав трактора показан на рис. 1.

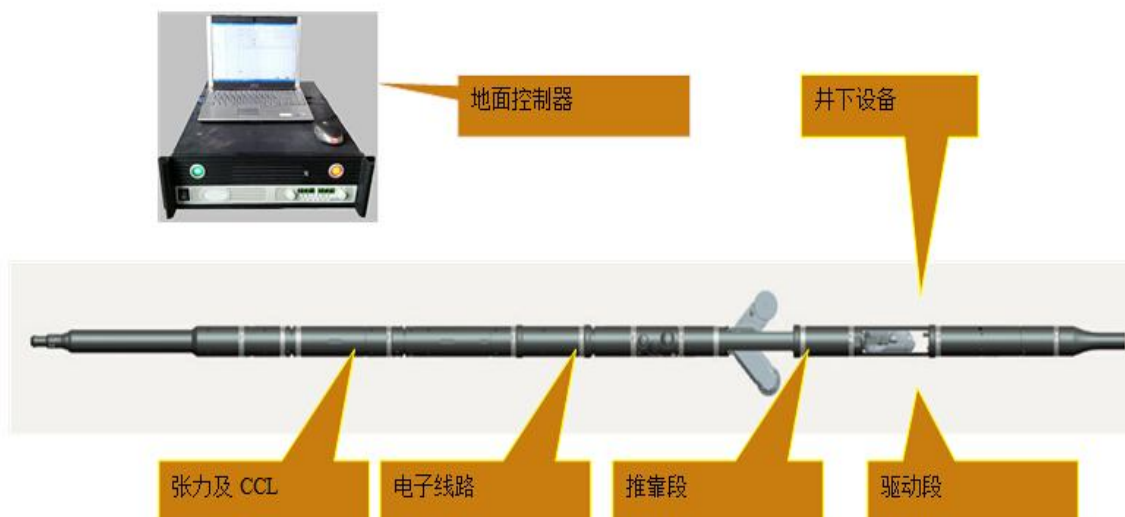


Рис. 1 Схема состава трактора

4. Технические характеристики скважинного трактора в ГС.

Мак рабочая температура	150°C
Мак. баростойкость	100 МПа
Нар. диаметр	80 mm
Общая длина скважинного прибора	8.5 m (2 модуля привода)
Общий вес скважинного прибора	150 кг (2 модуля привода)
Напряжение питания	0~600 VDC
Ток питания	0~4 A
Мак. рабочая скорость	360 m/h
Мак. сила 135*N kg (N=кол. модулей привода, макс. N=6 , то есть максимальная сила 810kg)	
Тип размеров обсадной трубы	5.5"~7.5"
Направление движения	2-направления
Кабель	7- жильный (11.8 мм)

5. Рабочий процесс скважинного трактора.

Сначала подключают через сетевой шнур ПК к наземному пульта, затем каротажный кабель подключают наземной пульт к скважинному прибору, через ПК подают команды на скважинный прибор. После получения скважинной электросхемой команд с поверхности можно приводить в движение трактора в скважине. Схема подключения трактора показана на рис. 2.

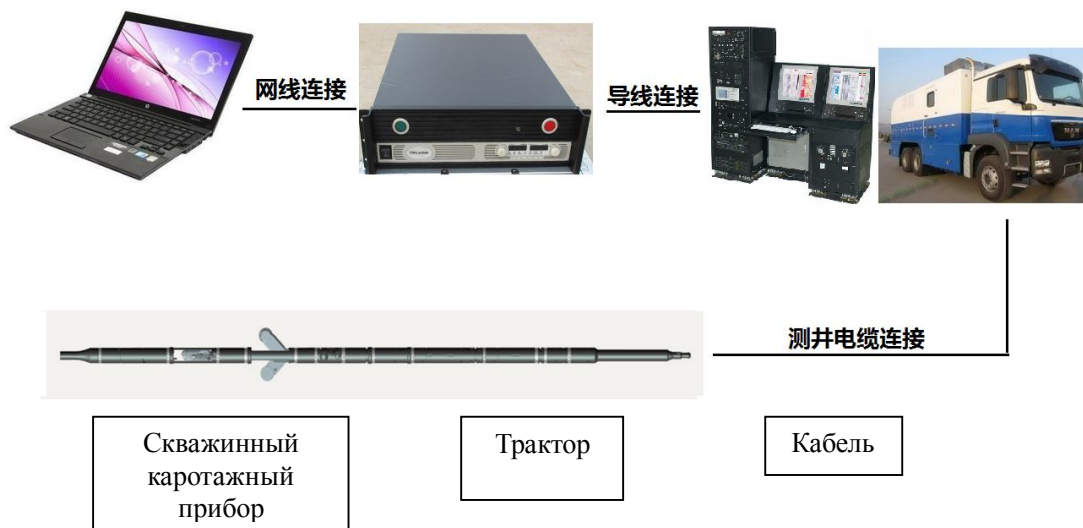


Рис. 2. Схема подключения трактора

Подключается трактор между скважинным каротажным прибором и кабельным наконечником. Колеса трактора могут двигаться в 2-х направлениях (или толкать, или тащить). По конфигурации каротажных приборов выбирают разные переводники. С учетом конструкции каротажных приборов можно установить трактор разные проходные провода для обеспечения токового питания каротажных приборов.

5.1 Модуль натяжения и локатора муфты применяется для измерения напряжения кабеля и определения муфт колонны. На основе измерения натяжения определяются рабочее состояние трактора в скважине. С помощью локатора муфт определяется движение трактора в скважине. С комбинированным применением натяжения и локатора муфт можно с точностью определить рабочее состояние трактора в скважине.

5.2 Электросхема получает, передает данные и команды трактору, она управляет движением трактора.

5.3 С помощью насосов, штоков и электромагнитных клапанов прижимный модуль подает силу прижима к рычагам, заставляя их раскрываться или собираться обратно.

5.4 После доставки каротажного прибора и трактора до наклонного участка прижимные рычаги раскрываются при воздействии приводного модуля, электродвигатель прижимного модуля начинает работать, приводя колеса к вращению в колонне и тем самым заставляя каротажные приборы и трактор двигаться.

5.5 После раскрытия прижимных рычагов Трактора лишнее гидромасло вытекает в компенсационный модуль, а при дефиците гидромасла в тракторе компенсационный модуль обратно подает в гидравлический модуль гидромасло, обеспечивая устойчивое давление для прижимных рычагов.

5.6 Центраторы обеспечивают нахождение Трактора в центре обсадной колонне, Подшипники центратора обеспечивают минимальное трение между трактором и внутренней стенкой колонны.

6. Пример использования трактора.

6.1 10 сентября 2013 г. трактор, разработанный компанией Лтд. Хуандинг Энерги Сервис впервые заработал в скважине хх13 в провинции Цзилин. Глубина скважины составляет 2140 м, температура в скважине 60°C, диаметр колонны 5.5 дюйма. Утром в 9 часов подключили трактор к 40-

рычажному профилемеру. С кабелем спустили скважинную связку на глубину 1566 м и приготовили к работе трактор. Зенитный угол на этой глубине 80°С, натяжение на табло подъемника - 800 кг. В трактор подали напряжение 320 В, на наземном пульте показало ток 250 миллиампер, скорость движения трактора 200 м/ч. В 9:50 скважинная связка дошла до глубины 1632 м, зенитный угол 89 градусов, скважинный прибор дошел до горизонтального участка. На наземном пульте показывало напряжение 380 В, ток 389-440 миллиампера, скорость движения 177 м/ч. В 12:55 скважинная связка дошла до забоя скважины. Трактор собрал рычаги и остановил работу, отключил питание и коммуникации и затем начал работать профилемер, доставленный трактором до забоя скважины.

В процессе доставки трактором с 1566 м до 2106.4 м было затрачено 4 часа. В процессе доставки обнаружена буксировка колес, что возможно было вызвано грязью на внутренней стенке колонны. При возникновении такого случая нужно увеличить прижимную силу рычагов на стенку, увеличивая трение между колесами и колонной. Можно увеличить скорость движения трактора до 200 м/ч. В первом испытании с трактором успешно доставили скважинный прибор до забоя и получили геофизические данные.

6.2 Второе испытание было проведено в горизонтальной скважине хх186 25 сентября 2013 г. Глубина скважины составила 2680 м, температура в скважине 60°С, диаметр колонны 5.5 дюйма. Утром в 11:30 подключили Трактор к АКЦ. Спустили скважинную связку с помощью кабеля до глубины 1682 м, зенитный угол 82 градусов, подготовили трактор к работе. На табло подъемника показывало натяжение 740 кг, питание 372 В, ток 330 миллиампера, скорость движения трактора в скважине 200 м/ч. Доставили скважинную связку до глубины 1788 м, зенитный угол 89 градусов, трактор вошел в горизонтальный участок. В 20:30 трактор дошел до забоя на глубины 2670 м. Расстояние в 990 м трактор прошел за 9 часов.

6.3 В августе 2014 г. в Цзяошичжэн района Фулинь города Чуньцин Цзяньханская каротажная компания провели геофизические исследования в скважине хх32-3 глубиной 4766 м с ГУ 2045 м, используя трактор для доставки. Провели геофизическое исследование с 8-секционным акустическим цементом, используя трактор с 4-мя модулями привода. Ток питания на поверхности составил 380 В, максимальный ток в скважине достиг 2.3 ампера, средняя скорость движения трактора в скважине 200 м/ч и за 10 часов доставили скважинную связку до забоя, что побило рекорд по длине доставки трактором каротажных приборов в СИНОПЕК.

Начиная с сентября 2013 до сентября 2014, на месторождении Дацинь трактор Компании Хуандинь уже проработал в 45 скважинах/операциях, на месторождении Чаньцин - в 12 скважинах/операциях, на месторождении Цзяньхань - 3 скважинах/операциях. Каждый спуск/доставка был успешным. По сравнению с доставкой бурильной колонной доставка трактором АКЦ позволяет наблюдать каротажный прибор в реальном режиме.

7. Анализ сбоев приборов.

Трактор работает в обсадной колонне имея определенные требования к среде работы. Перед спуском трактора в скважину нужно провести промывку скважины. В процессе движения в скважине иногда возникает буксировка. Ниже приведены меры для разрешения вышеперечисленных сбоев.

7.1 Если в скважине условия сложные, существует и повторяется большая кривизна ствола на горизонтальном участке, то тогда трактор может буксовать. В этом случае нужно уменьшить силу прижима, уменьшить сопротивление.

7.2 Если произошла остановка трактора в скважине, то можно увеличить силу прижима

рычагов. Каждый клик мыши добавляет 1 Мпа к силе прижима рычагов. Если после многократных попыток не получается, то можно отключить трактор и поднять его на 5 м, а затем повторить вышеперечисленную операцию.

7.3 Если на наземном пульте возникает колебание тока, то нужно искать ошибку на наземных приборах. Есть ли безопасное заземление? Существует ли проблема с наземным пультом? Устойчивый ли ток на скважине? После диагностирования приборов начинаем проверять скважинную связку по очереди.

8. Заключение.

Используемый в настоящее время Трактор работает через 7-жильный кабель питания и управления. Можно заменить электрическую схему внутри трактора, чтобы он мог работать через одножильный кабель. Этот трактор, главным образом, работает для исследования методами АКЦ, профилометрии и контроля за разработкой, а также для перфорации. Работать трактором в открытом стволе пока остается трудной задачей.

Список использованных источников

- [1] 韩易龙, 吴迪, 王海, 蒋仁裕, 赵丽宏, 王建国, 童智钧 水平井生产测井技术应用. 测井技术, 2003. 27(4):320—324
- [2] 高振华, 肖继健, 刘法宪 水平井测井用牵引器技术及发展建议, 石油仪器
- [3] 2009Vol, 23NO.6:33—35
- [4] 曾华军 水平井牵引器驱动系统关键技术研究 哈尔滨工业大学 2010年6月
- [5] 张强, 咸会雨, 冯娟, 米岩杰 Sondex牵引器在江苏油田的推广与应用(江苏石油勘探局地质测井处, 江苏, 扬州, 225009)

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ПОДЪЕМНИКОВ

Чжэн Фэнмин, Сюй Цзяньхуа, Доу Цзя (Китай)

Аннотация. Для разрешения существующих проблем у гидравлических систем подъемника, таких как сложность системы, не точное управление, не интеллектуальность, трудное устранение сбоев в цифровой геофизической технике, наша компания успешно разработала интеллектуальный электроприводный подъемник для геофизических исследований.

В данной системе используется частотопреобразовательное управление скорости и шина CAN bus. С помощью установки сбора информации управление осуществляется в замкнутом цикле. В течение последних 2-х лет испытания доказали, что данный подъемник достиг высокого уровня как по техническим характеристикам, так и по экономической эффективности, которого традиционные подъемники не смогут достичь.

Ключевые слова: Интеллектуальный каротажный подъемник, шина CAN, установка сбора информации, интеллектуальное управление, исследование ГС одной кнопкой.

Введение.

В настоящее время в геофизических исследованиях используются в основном подъемники с гидравлической трансмиссией. Система с гидравлической трансмиссией характеризуется сложностью конструкции, большим количеством элементов, утечкой соединения, сложностью обслуживания. Управление гидравлическим подъемником не точное, медленное, препятствует осуществлению интеллектуальным геофизическим исследованиям.

Применение интеллектуальной системы управления высоко интегрирована, данные в реальном режиме, выдает цифровые подсказки. Система управляется легко; можно держать супернизкую скорость устойчиво. Устраненные риски, вызванные ошибками персонала, способствовали быстрому развитию каротажных приборов, отцифровки и интеллектуальности каротажных технологий, осуществлению высокоэффективной, интеллектуальной и экологически чистой работе в ГИС.

Применение интеллектуальной системы повышает эффективность каротажных исследований, снижает трудоемкость исследования, способствует осуществлению интеллектуальных и эффективных геофизических исследований.

С 2010 года наша компания начала разрабатывать интеллектуальный подъемник исходя из потребности рынка. Мы начали работу над 2 темами: 1) интеллектуальное управление контрольно-измерительной установкой, 2) интеллектуальное управление электроприводным подъемником. В 2011 году изготовили опытный образец электроприводного подъемника. В подъемнике применяется технология частотопреобразовательного регулирования скорости, интегрирование системы управления осуществляется в замкнутом цикле для обеспечения постоянного крутящего момента, супернизкой скорости и точного/надежного управления во время каротажа. В мае 2013 г. патент «Система и метод управления подъемником электрической трансмиссией» (Номер патента ZL 201110179611.3) подтвержден свидетельством, выданным Бюро интеллектуальной собственности КНР.

1. Интеллектуальное управление контрольно-измерительной установкой.

В традиционный гидравлический подъемник добавлена система интеллектуального управления, которая выполняет следующие функции:

1) Сигнализирует о приближении к устью, забюю, нагрузку натяжения, нагрузку по скорости и остановке;

2) Пассивное вращение барабана при работе в ГС и устойчивая скорость при геофизическом исследовании;

3) Индикация цифрами, столбцами имитирующим аппаратом сигналов глубины, скорости, натяжения, полученных из интеллектуальной установки сбора. Установленные пользователем величины передаются из ЖК-индикатора к интеллектуальной установке управления, который осуществляет управление программой.

4) Двигатель через шину CAN имеет связь с ЖК-дисплеем, на котором отображаются параметры двигателя.

Вышеперечисленные функции осуществляются следующими частями:

1. Модуль I/O

С данным модулем преобразовываются наружные сигналы, фильтруются и передаются в интеллектуальную установку управления; также можно передать диагностику сбоев и программу в Модуль I/O.

2. Рукоятка управления и переключатель режимов.

По рабочим режимам переключаем кнопку: «выбор режимов каротажа» в нужное место (рис.1)



Рис. 1. Рукоятка управления и переключатель режимов

3. Поворотная кнопка для управления давлением системы и переключатель (рис. 2).



Рис. 2. Поворотная кнопка для управления давлением системы и переключатель

Можно управлять давлением системы 2-мя способами: гидравлическим и электрическим. Гидравлическое управление является традиционным, электрическое управление осуществляется преобразованием сигнала давления на электрический сигнал (рис. 3).



Рис. 3. Датчик давления

За счет вышеуказанных технологий можно осуществлять управление постоянной скоростью и натяжением, но исполнительным механизмом является регулятор давления и гидравлический двигатель в гидравлической системе. Проще говоря, технология постоянного натяжения является предохранительной системой. Данная система обладает не высокой точностью и плохой согласованностью.

В практической работе для автоматического управления постоянным натяжением нужно сначала понять способ работы натяжения в геофизическом исследовании (рис. 4). В разведочной скважине провели испытание с диапазоном натяжения кабеля 7000 м.

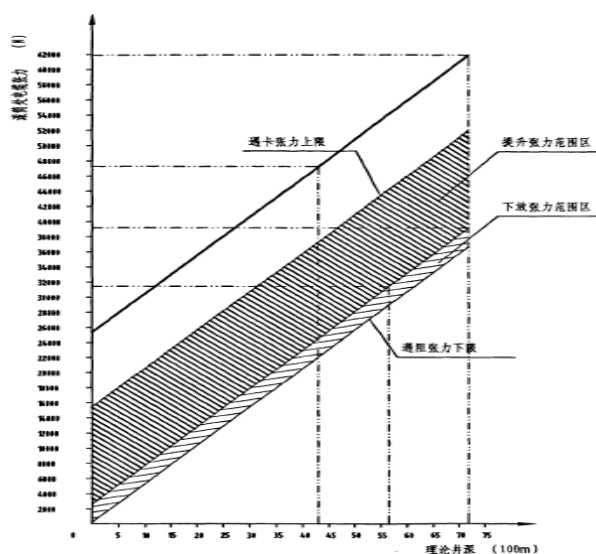


Рис. 4. Характеристики диапазона натяжения кабеля при работе

Из графика видно, что при обычной работе натяжение кабеля находится в определенном диапазоне при спуске и подъеме. При нахождении натяжения в таком диапазоне подъемники могут нормально работать. Для поддержания постоянного натяжения в гидравлическом подъемнике устанавливается точка натяжения, которая выставляется путем ручного регулирования кнопки. Из-за отсутствия математической связи между ручным регулированием и давлением системы, опыт специалиста так же играет большую роль. Поэтому разработка технологии постоянного натяжения нового поколения является важной частью в разработке интеллектуального подъемника.

2. Разработка электропривода.

Так как в интеллектуальном управлении контрольно-измерительной установки существуют

внедостатки, а именно в нем еще нет истинного интеллектуального управления. Требуется разработка полноинтеллектуальной системы. Наша компания начала разрабатывать новый подъемник со следующими уникальными сторонами:

1) переход от интегрированной электро-гидравлической системы к чистому электроприводу. Так управление SCR с постоянным током и частотопреобразовательное управление переменного тока имеют несравнимые преимущества;

2) стремление к автоматическому и интеллектуальному управлению;

3) разработка малых размеров, легкого веса и компактной конструкции;

4) разработка в направлении многофункциональности, универсальности и высокой пригодности к различным климатическим условиям (пустынь, море, полярная территория);

5) развитие в направлении к высокой эффективности и низкому шуму;

6) развитие к простому и комфортному управлению.

Исходя из вышеперечисленных принципов мы составили следующие:

1) Применение электрической технологии частотопреобразовательному управлению скоростью, замена гидравлической трансмиссии электроприводом;

2) Замена смешанного гидро-электрического управления чистым электрическим управлением;

3) Максимальное применение универсальных частей: барабан в сборе, кузовной конструкции и т.д.

Наша компания проводила исследования с 2010-ого года и изготовила опытный образец в 2011 году, совместно с Шэнлийской каротажной компанией, Западной компанией по бурению и разведке и Бохэйской компанией по бурению и разведке, провели испытание в районе Гудун месторождения Шэнли и месторождения Дагань. Испытания прошли успешно.

В 2013 году совместно с компанией CPL разработали интеллектуальный подъемник, в котором осуществлено интегрированное управление наземным пультом, скоростью, натяжением и глубиной подъемника.

Характеристики системы:

1) Высокая возможность шасси.

В качестве шасси выбирали тяжелые грузовики Мерседес и МАН, которые признаны китайскими заказчиками. После сопоставления выбрали ACTROS3332/6X4 мерседес для шасси интеллектуального подъемника с кабелем 7000 м. Выбрали МАН для подъемника с кабелем 5000м.

1.1 Технические характеристики ACTROS3332/6X4.

1.1.1 В удлиненной штурвальной рубке есть спальня, кондиционер.

1.2.1 Двигатель:

1.1.2.1 Номинальная мощность: 235 kW(320hp)/1800rpm;

1.1.2.2. Мак. крутящий момент: 1650Nm/1080rpm;

1.1.3 Передаточное отношение установки отбора мощности $i = 1$;

1.1.4 Допустимая нагрузка на все шасси 33000kg.

1.2 Технические характеристики МАН.

1.2.1 В удлиненной штурвальной рубке есть спальня, кондиционер (2 ряда, 6 мест);

1.2.2 Двигатель:

1.2.2.1 Номинальная мощность: 265kW(360hp);

1.2.2.3 Мак. крутящий момент: 1900Nm;

1.2.3 Передаточное отношение установки отбора мощности $i = 1$;

1.2.4 Допустимая нагрузка на все шасси 33000kg.

Оба шасси удовлетворяют потребности по проходимости и вместимости персонала.

2. Требования к электродвигателю.

1) Широкий диапазон частотопреобразовательного регулирования скорости, быстрая реакция, высокая точность, устойчивость при низкой скорости.

2) Обладает инверсными деталями, может работать как генератор или как двигатель.

3) Устойчивая работа после определения крутящего момента. Внутри двигателя встроена функция проверки дифференциального крутящего момента (можно определять затяжки или посадки).

Имеется функция предохранительного тормоза.

После подбора выбрали следующие параметры двигателя: использование устойчивого, безопасно работающего регулируемого двигателя с высокой степенью защиты, с широким диапазоном регулирования скорости двигателя

Диапазон скорости вращения	10--5000rpm
Ном. мощность электродвигателя	80KW
Ном. мощность электродвигателя	300KN
Ном. напряжение питания электродвигателя	540VDC

Данный электродвигатель высокоэффективный и экономит энергию. Применяемый двигатель и генератор являются инверсными и частотопреобразовательными. Он может не только работать лебедкой, но и заменяет дизельный и гидравлический генератор. Если нужно подключить подъемник к сети, можно прекратить работу двигателя подъемника. Без учета экономии износа двигателя, можно экономить расходы на 500 тысяч юнаей за год (рис. 5).

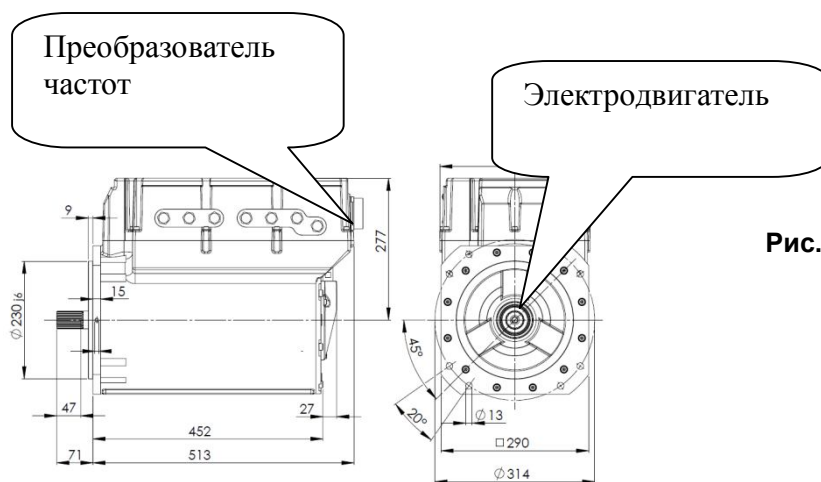


Рис. 5. Внешний вид генератора

Ниже показана схема основной конструкции электроприводного подъемника (рис. 6).

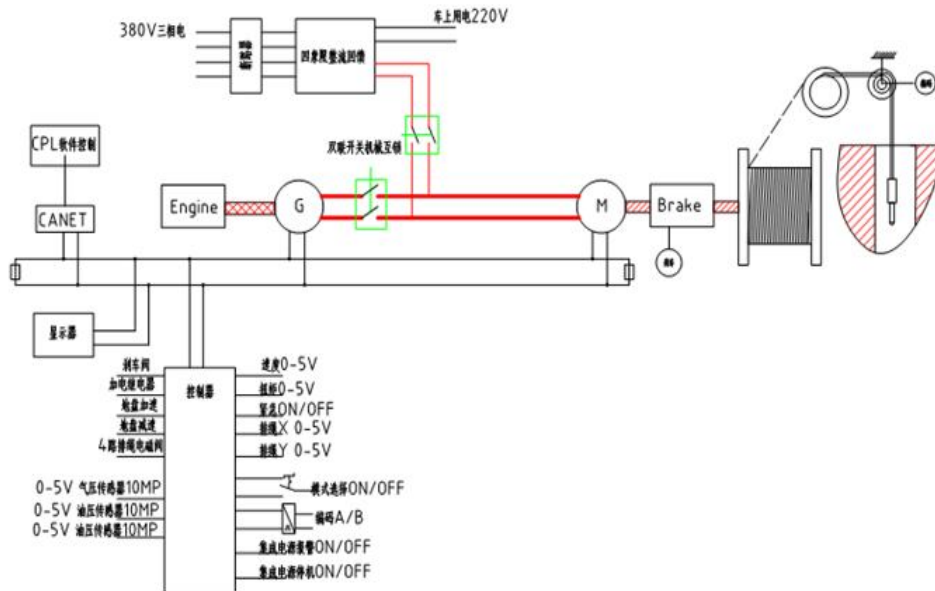


Рис. 6. Схема основной конструкции электроприводного подъемника

Ниже показана схема принципа электрического привода (рис. 7).

系统构成框图

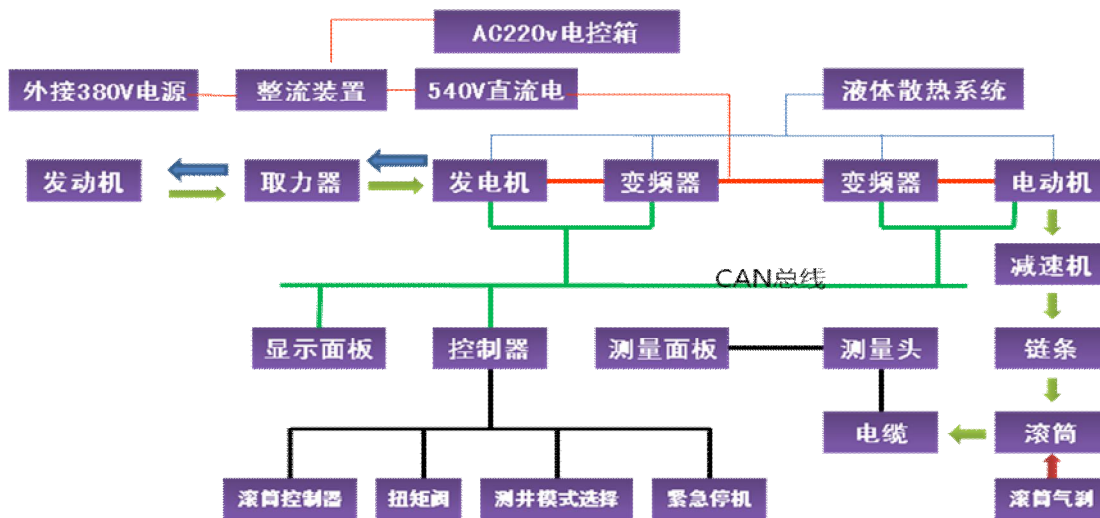


Рис. 7. Схема принципа интеллектуального управления

3) Применение контролера CANBUS как центрального элемента, осуществляющего контроль CANBUS.

Применение техники коммуникации CANBUS, которая характеризуется надежностью, быстрой реакцией и гибкостью, цифровой коммуникацией и может передавать несколько переменных в процессе диагностики информации, обеспечивающей точное управление подъемником и функцию постоянной скорости. Обеспечивает функции: сигнализирует о приближении к устью, сигнализирует и замедляет ход при приближении к нужной глубине, автоматически останавливает и сама диагностирует сбой.

4) Лебедка.

Главной функцией лебедки является спуск и подъем скважинных приборов с помощью кабеля на барабане. Лебедка должна удовлетворять требованиям СП по скорости и натяжению, и предотвращать помехи при проведении геофизических исследований. Барабан лебедки сделан из немагнитной стали, с относительной магнитной проницаемостью $\mu_r \leq 1.1$. В тормозной системе применяется ленточный тормоз; рама сделана из сварочной конструкции безшовной трубы.

5) Система трансмиссии.

Система получает силу через установку отбора мощности на шасси, приводит к вращению генератор, подающий постоянный ток. Ток приводит частотопреобразовательный двигатель к вращению, затем через цепь редуктора приводит барабан к вращению. Также можно не использовать двигатель на шасси, а отбирать ток из внешней сети. Через частотопреобразовательный электрический щит 380 В переменный ток преобразовывается в постоянный ток и приводит двигатель к вращению (рис. 8).

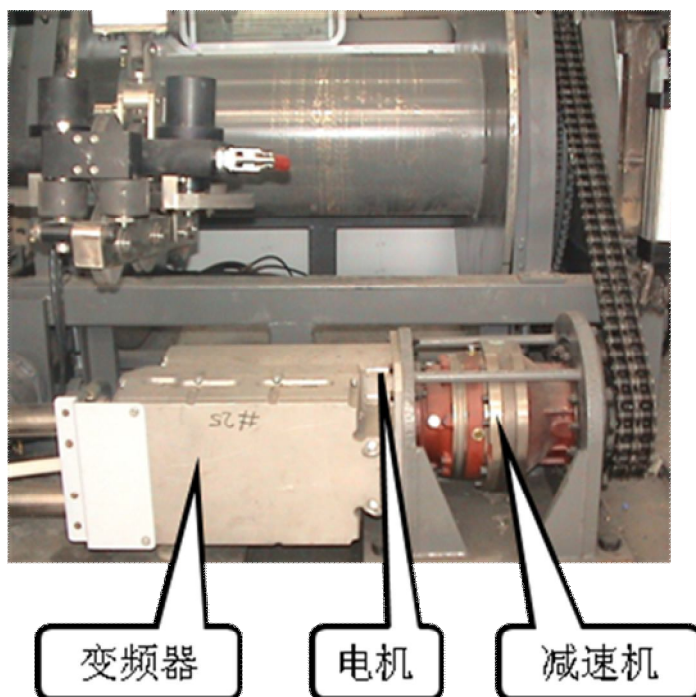


Рис. 8. Лебедка и система трансмиссии

Контроль двигателя и генератора проводится через шину CAN, параметры высвечиваются на дисплее табло. При ручном управлении барабан управляется через контроллер барабана, клапан крутящего момента, раскладчик кабеля, выключатель режимов каротажа, кнопки аварийной остановки, установки ввода команд.

Система трансмиссии состоит из установки отбора мощности, вала трансмиссии и редукторов. Редуктор, который установлен за барабаном, через цепь и цепные колеса соединяется с редукторами.

Технические характеристики редуктора следующие:

1. Крутящий момент вывода: 12500N.m
2. Передаточное отношение: 21.5
3. Цепное колесо Z=19, двухрядовая цепь, $p=31.75$
4. Конструкция: стационарная.

Для осуществления задания любой силы мы установили клапан крутящего момента на подъемнике.

6) Система управления.

6.1 Блок сбора информации - получает информацию о состоянии подъемника и исполнительных механизмов и передает информацию в блок обработки команд.

Блок обработки команд после получения сигналов управления и информации о состоянии подъемника и исполнительных механизмов проводит регулирование и образует конечную команду.

В подъемнике применяется технология частотопреобразовательного урегулирования скорости, интегрирование системы управления для осуществления управления в замкнутом цикле для обеспечения постоянного крутящего момента, супернизкой скорости, точного и надежного управления во время каротажа.

6.2. По каротажной технологии выбираем нужный "Тип работы", регулируем "Клапан крутящего момента", наблюдаем натяжение кабеля, управляем "Контролером барабана" для осуществления подъема, спуска, управления скоростью и торможением.

6.3. При режиме постоянной скорости не нужно настраивать параметры. Специалист через рукоятку устанавливает скорость, после этого система автоматически держит эту скорость. Специалист может изменять скорость через рукоятку в процессе каротажа.

6.4 Исследование ГС одной кнопкой. После подготовки устанавливаем крутящий момент на нужное натяжение, рукоятка находится в режиме подъема, выбираем режим горизонтальной скважины и совершаем настройку. Система автоматически регулирует крутящий момент и скорость по потребности (рис. 9, 10).

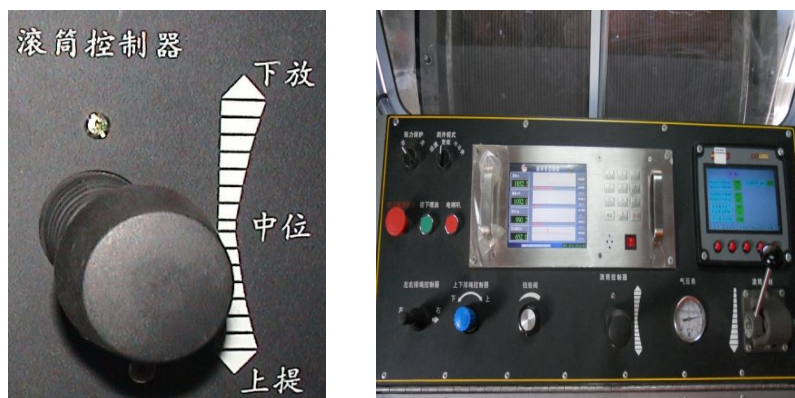


Рис. 9. Рукоятка управления барабаном и пульт управления



Рис. 10. Клапан крутящего момента и переключатель режимов каротажа

7. Электросистема:

а) Силовая система.

1) частотопреобразовательный двигатель, генератор;

2) Интегрированная система питания:

2.1 Трехфазный переключатель с защитным выключателем;

2.2 Реактор;

2.3 Трансформатор напряжений;

2.4 Фильтровый конденсатор;

2.5 Интегрированная система питания.

б) Система питания.

Внешнее токовое питание 100KW/380Vac для целого подъемника, электроцит 220 В, подача питания 220 В для целого подъемника;

в) Контролер управления электродвигателем;

Расчет и обработка данных, центр получения и обработки команд.

г) Блок ввода.

Рукоятка, поворотная кнопка крутящего момента, кнопка аварийной остановки, рукоятка раскладчика кабеля.

Крутящий момент частотопреобразовательного двигателя изменяется от 0 до максимальной величины. Колебание скорости после регулировки небольшое.

е) По малейшему требованию работы можно остановить при движении с нагрузкой на любой глубине. Добавлена запасная рукоятка тормоза в контроллер управления барабаном для устранения аварийных ситуаций.

ф) В питание постоянного тока входят источник на шасси и коммутаторы, в основном для управлением барабаном, запуском и остановки, для аварийного освещения.

8) Пульт наблюдения при каротаже (рис. 11).

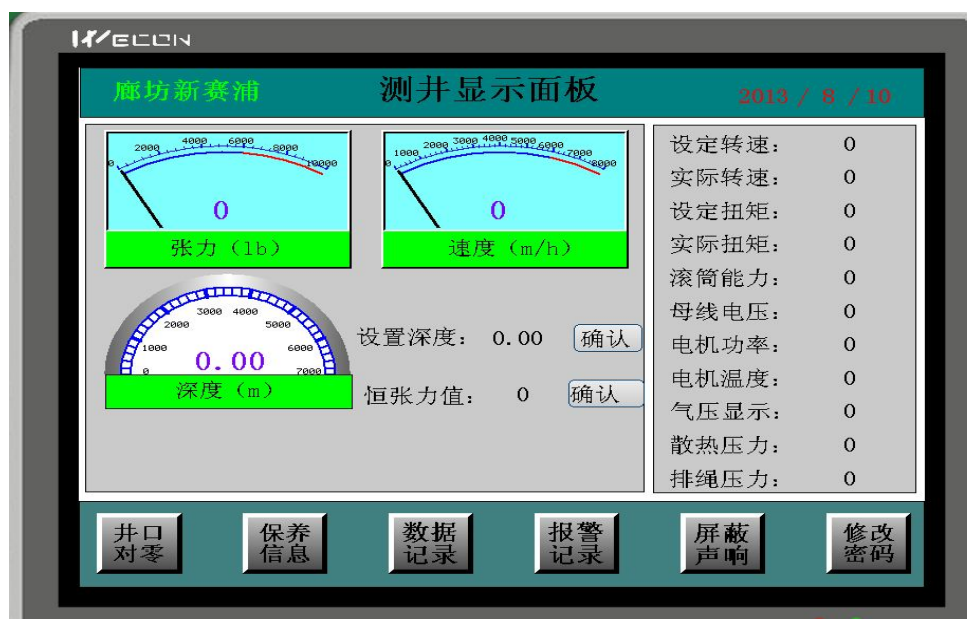


Рис. 11. Пульт наблюдения при каротаже

- Для обеспечения безопасности каротажа на пульте показаны скорость движения кабеля, натяжение, дифференциальное натяжение, глубина и другие параметры. На пульте также можно

установить функции сигнализации о приближении к устью, настроенную глубину и т.д.

- При подъеме СП до глубины ниже устья на 100 м, система дает сигнал и автоматически замедляется. При подъеме до глубины ниже устья на 40 м, барабан автоматически останавливается и тормозит. При настройке глубины спуска, когда СП доходит до глубины выше забоя на 100 м, система дает сигнал и автоматически замедляется. При спуске до глубины выше забоя на 40 м, барабан автоматически останавливается и тормозит.

- Данную функцию можно установить или отменить в любое время. Это обеспечивает не только безопасность работы, но и гибкость.

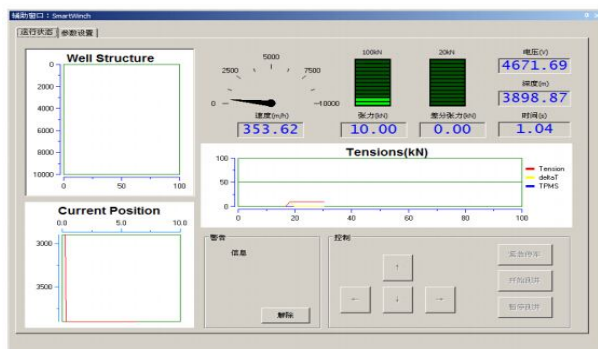
Регулирование натяжения барабана отчетливо видно, что эффективно предотвращает возникновение затыжки.

9) Интеллектуальное управление ГИС.

Наша компания совместно с техцентром компании CPL разрабатывает интеллектуальный подъемник для интегрированного управления ГИС. Главная цель данного исследования: через каротажную наземную лабораторию напрямую управлять подъемником, совмещать работу специалиста и оператора (рис. 7).

Управление подъемником осуществляется через программу и шину CAN. Контролер получает команду от наземной лаборатории и преобразует данные, управляет скоростью и крутящим моментом двигателя для осуществления автоматического управления (рис. 12).

1. Интерфейс управления.



左侧上部，显示整体的井身结构和仪器在井眼中的位置。

左侧下部，显示仪器在井眼中实际位置和附近范围的放大图形。

右侧上部，显示当前绞车运行图形化和数字的状态参数。

右侧中部，显示张力变化曲线。

右侧下部，显示报警信息和必要的控制按钮。

上部左侧显示与绞车连接的网络参数和控制按钮。

上部右侧显示地面深度板以及绞车面板返回的参数及对比情况。

下部左侧显示绞车返回和下发命令的原始数据。

下部右侧显示和编辑绞车运行需要的各种参数（包含从井场信息和深度窗口传来的参数）。

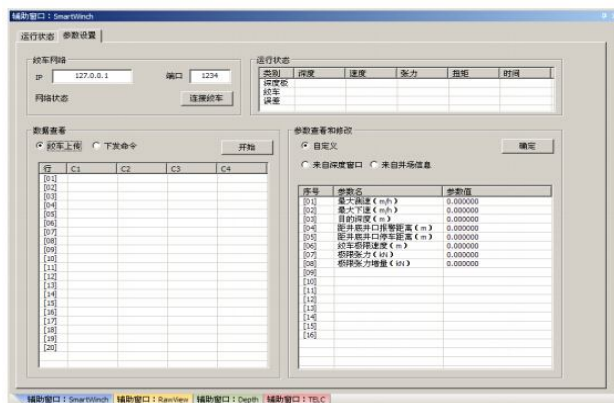


Рис. 12. Интерфейс управления подъемником

Примечание: После установки параметров можно нажать кнопку связи с подъемником и подать команду в контролер подъемника, который автоматически выполнит программную операцию.

Заключение.

Подъемник работает в допустимом диапазоне скорости (0~6000m/h). Он может плавно набирать скорость с V1 до V2. Для такой операции требуется время не более 20 сек, пробег не больше 15 м. При изменении скоростей лебедка быстро реагирует на изменения.

3. Испытание на скважине:

1) Первое испытание.

Время: 31 августа 2011 год, место: месторождение Дагань.

В испытании участвовали инженеры из Западной компании по бурению и разведке, Бохэйской компании по бурению и разведке, нашей компании.

Протокол испытания:

Крутящий момент частотопреобразовательного двигателя изменяется от 0 до максимальной величины. Колебание скорости после регулировки не большое.

Моделирование исследования в ГС показывает: натяжение 100-1000 кг, скорость кабеля 30-2000 м/ч, барабан движется плавно, не требуется настройка крутящего момента, кабель все время находится в растянутом состоянии. При вращении не было случая задержки и сползания лебедки.

Вертикальный интервал 1908 м, зенитный угол 56 градусов, длина ГС 530 м, настроенное натяжение 1100 фунтов. Каротажная работа успешно выполнена, изменение натяжения не более 130 фунтов. Осуществлено геофизическое исследование одной кнопкой (табл. 1).

Таблица 1

Геофизическое исследование по стандартным методам

Глубина, м	140	300	400	500	600	750
Проект						
Скорость движения кабеля, м/ч	3500	3430	3450	3467	3375	3370
Натяжение кабеля кN	40	45	50	55	59	62
Величина регулирования клапана крутящего момента	80	80	80	80	80	80
Скорость вращения двигатель грт	1784	1784	1786	1786	1786	1785
Мощность электродвигателя kW	2	2	2	4	4	6
Глубина, м	1000	1200	1400	1800	2000	2200
Проект						
Скорость движения кабеля, м/ч	3200	3200	3400	3400	3400	3400
Натяжение кабеля кN	70	80	90	105	112	116
Величина регулирования клапана крутящего момента	154	154	154	154	154	154

Скорость вращения двигателя, rpm	1763	1763	1744	1747	1744	1746
Мощность электродвигателя kW	4	4	8	8	8	8
Переменный ток 220 В, А	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5

2) После Совместной разработки с компании CPL интеллектуального подъемника наша компания провела испытание в 34 скважинах 6 категорий с 23 апреля до конца июля 2014 г. Ниже показана таблица с данными испытания (табл. 2).

2. Способность уменьшения и увеличения скорости подъемника.

В мае 2014 в скважине xx провели испытание на уменьшение и увеличение скорости подъемника в следующих условиях:

Глубина скважины: 3420м;

Вес скважинной связки: 214 кг, вес кабеля: зависит от глубины спуска;

Глубина при испытании: 1600 м, 2800м;

Скорость движения: 600, 1200, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000, 7200 м/ч.

Ниже приведены данные после заданных команд ускорения и тормоза (рис. 13).

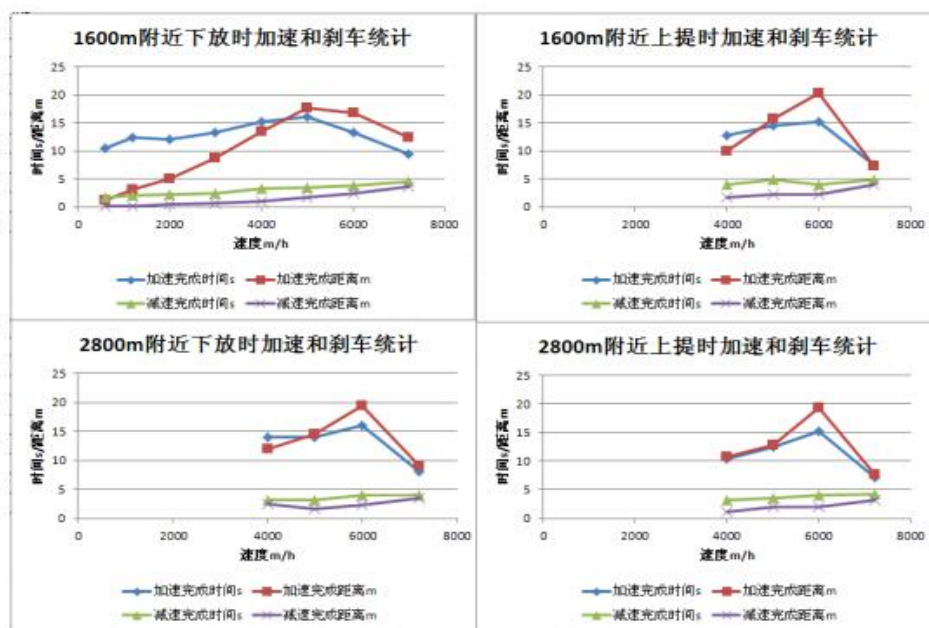


Рис. 13. Графики по данным ускорения лебедки

Ускорение - это скорость увеличивается от 0 до назначенной скорости. Тормор - это скорость уменьшается от текущей скорости до 0.

3. Испытание в ГС.

5 июня 2014 г. Чаньцинский каротажный отдел провел испытание в горизонтальной скважине G-19. Испытание прошло успешно.

- 1) Общий интервал: 890~3108 м;
- 2) Зенитный угол: 92.6°;

3) Метод исследования: 1:500 непрерывный инклинометр, ГК, ПС и др.

4) ГУ – 1300 м. Испытание провели два раза - 600 м и 700 м.

Таблица 2

В интервале 700 м получили следующие данные

Глубина, м	2980	2970	2965	2810	2790	2780	2665	2650
Проект								
Скорость движения кабеля, м/ч	815.4	815.5	815.5	812.7	817	802.4	851.3	852.7
Натяжение кабеля kN	9.7	9.6	9.6	9.5	9.6	9.5	9.6	9.5
Величина регулирования клапана крутящего момента	65	65	65	65	65	65	65	65
Скорость вращения двигатель, rpm	610	613	613	601	598	600	602	600

Из вышеперечисленных данных видно, что скорость изменяется плавно, лебедка работает почти при постоянной скорости. Подъемник удовлетворяет требованиям.

4. Инновации.

1. Полная замена электрической трансмиссии на гидравлическую трансмиссию.

2. Замена электрического управления на смешанное гидро-электрическое управление.

3. Впервые в подъемнике применялась шина can bus для управления. По сигналу от блока управления в блок обработки команд передается информация о состоянии подъемника, а затем в исполнительный блок.

4. Интеллектуальный подъемник обладает функциями автоматического поддержания постоянной скорости, регулирования крутящего момента, каротажа одной кнопкой. Все это предотвращает задержки и подступы в процессе каротажа.

5. Двигатель на шасси используется как источник энергии и удовлетворяет потребности каротажа. При спуске СП, потенциальная энергия преобразуется в электрическую энергию, а двигателю в это время не требуется подача бензина.

6. Подъемник может подключаться к электрической сети 380 В избегая вторичного загрязнения от двигателя подъемника.

5. Сопоставление с гидравлическим подъемником.

При работе процессор интеллектуальной системы в реальном времени наблюдает за потребляемой мощностью поднимаемой скважинной связи, точно подсчитывает потребляющую мощность двигателя шасси и управляет скоростью двигателя для экономии расходов топлива.

Также сократили конструкцию гидравлической системы для удобного обслуживания.

Высокая безопасность системы.

1) Основные технические параметры (табл. 3):

Таблица 3

Основные технические параметры в сравнении с гидравлическим подъемником

№ п.п	Параметры	Требование	Электрический подъемник	Гидравлический подъемник
1	Скорость кабеля, (м/мин)	Широкий диапазон	20-10000	30-8000
2	Супернизкая скорость	Стабильная низкая скорость	20-25 (± 0.5)	30-40 (± 1)

3	изменение постоянной скорости, (м/мин)	не значительное колебание	±0.5	±1
4	Натяжение барабана, (lb)	Широкий диапазон	20000	20000
5	Постоянное натяжение, (lb)	незначительное колебание, высокая сервомеханическая способность	1500 (±300)	1500 (±600)
6	Управление подъемником		Шинное управление Can, передача цифровых сигналов	Ручное управление, передача аналоговых сигналов
7	Интерфейс операции		Полный интерактивный интерфейс	Частный интерактивный интерфейс

2) Экология и загрязнение.

Интеллектуальный подъемник может работать с внешним питанием. Он сокращает загрязнение наполовину. Если применяется в подъемнике только электропривод, что за год можно сокращать количество отходящего газа на 0.5 тонн, при использовании в двигателе на шасси можно сокращать на 25%. Интеллектуальное оборудование оказывает большой вклад в охрану экологии.

3) Безопасность.

В гидравлической системе используется гидромасло для среды трансмиссии, что вызывает некоторые риски при работе. Загрязнение маслом заставляет гидравлические элементы выходить из строя. Изменение ОС без замены масла тоже приводит к нарушению элементов. При проведении каротажа в ГС в условиях супернизкой скорости и постоянного натяжения, возникают случаи провисания кабеля и падения СП.

В интеллектуальном подъемнике не применяется гидромасло и отдельные блоки. Это снизило требование к чистоте масла. В электроприводной системе используется только водное охлаждение.

Подъемник легко обслуживается. Он обладает высокой способностью при низкой скорости. Все это уменьшило вероятность рисков из-за ошибок персонала. Окончательно решили проблемы связанные с гидравлическим подъемником. В то же время можно подключать подъемник к электрической сети. Этим достигается уменьшение вторичного загрязнения при каротаже.

Интеллектуальный подъемник в будущем заменит гидравлический. Этим повышая китайскую геофизику до международного уровня. Оказание услуг сервиса для экспортных каротажных систем, так же, повышает конкурентоспособность китайской геофизики в мире.

6. Маркетинг.

Рыночная перспектива.

В Китае выпускаются около 230 комплектов подъемников, которые не оснащены интеллектуальными системами. Большому рыночному спросу способствует развитие разработки интеллектуального подъемника.

Интеллектуальный подъемник разработан для устранения существующих дефектов гидравлического подъемника. У каротажных компаний есть спрос на интеллектуальные подъемники, а компания Синьсэпу по нефтяному оборудованию на технопарке ЛАНФАН уже владеет технологией интеллектуального подъемника и обновляет арсенал техники подъемника в Китае.

После изучения рынка пришли к выводу, что интеллектуальный подъемник занимает ведущее

место в Китае и передовое место во всем мире. Аналогичная международная продукция дорогая и закрыта для китайских заказчиков, поэтому для данной продукции существует большая перспектива. По прогнозу за последние 3 года количество производства картажных подъемников будет использоваться около 230 комплектов. Если в 80% от этих подъемников будет применяется интеллектуальная техника, то это составит 184 комплекта, поэтому рынок для данной продукции будет открыт.

Благодаря нашим усилиям интеллектуальный подъемник получил признание. В настоящее время в СОСЛ электроприводный подъемник контейнерного исполнения уже работает третий год, в Китайской каротажной компании работает второй год. Провели испытания. Второй подъемник уже спущен с технологической линии. Электрический подъемник контейнерного исполнения, поставленный для Шэлиньской каротажной компании и Китайского нефтяного университета, уже проработал 10 месяцев. Теперь Шэньлийская каротажная компания и Китайская каротажная компания заключили с нами контракт по покупке новых подъемников.

АВТОРСКИЙ УКАЗАТЕЛЬ

- Абакумов А.А. (мл.) 88*
Абакумов А.А. 88
Александров А. 9
Баженов В.В. 71
Борисов В.И. 62
Борисова Л.К. 22
Валиуллин Р.А. 71
Ван Жан 142
Вэй Чань 142
Гулимов А.В. 62
Даниленко В.В. 62
Даниленко В.Н. 62
Доу Цзя 147
Драчко М.В. 71
Дубровский В.С. 9
Имаев А.И. 71
Кашик А.С. 44
Книжнерман Л.А. 44
Кондрашов А.В. 62
Крысов А.А. 62
Куйбышев Р.Р. 62
Лаптев В.В. 88
Ли Инбо 142
Ли Цзянь 128
Лобанков В.М. 54
Лысенков А.И. 62
Лю Сизнь 128
Люй Чжюнь 135
Мамлеев Т.С. 62
Могильнер Л.Ю. 88
Мурзакаев В.М. 9
Мусин Р.А. 71
Мухамадиев Р.С. 9, 71
Назаров А.Ю. 27
Плотников В.Л. 103
Потапов А.П. 62
Рамазанов А.Ш. 71
Савич А.Д. 27
Садретдинов А.А. 71
Семин Е.Е. 88
Скирда В.Д. 9
Сулейманов М.А. 88
Сюй Цзяньхуа 147
Тагиров М.С. 9
Хусид М.Д. 44
Черных И.А. 27
Чжао Цзяньхой 142
Чжэн Фэнмин 147
Чжоу Бэнлянь 135
Чупова И.М. 103
Шадрунов А.А. 27
Шарафутдинов Р.Ф. 71
Шумский И.Ф. 27
Яруллин Р.К. 71
Яо Сивэй 135

СОДЕРЖАНИЕ

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МЕТОДА ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА В ООО «ТНГ-ГРУПП». Мухамадиев Р.С., Мурзакаев В.М., Дубровский В.С., Тагиров М.С., Скирда В.Д., Александров А.	9
НОВЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ И ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ НА ДЕПРЕССИИ ПОД ГЛУБИНЫМ НАСОСОМ. Назаров А.Ю., Черных И.А., Савич А.Д., Шадронов А.А., Шумский И.Ф.	27
СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА СКВАЖИН, ОБСАЖЕННЫХ МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ КОЛОННОЙ. Хусид М.Д., Кашик А.С., Книжнерман Л.А.	44
ТРЕБОВАНИЯ К ЭТАЛОНАМ ЕДИНИЦ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН ПРИ ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА. Лобанков В.М.	54
РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ МОНИТОРИНГА СКВАЖИН ПХГ БЕЗ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ. Даниленко В.Н., Потапов А.П., Гулимов А.В., Борисова Л.К., Борисов В.И., Кондрашов А.В., Крысов А.А., Мамлеев Т.С., Куйбышев Р.Р., Лысенков А.И., Даниленко В.В.	62
ПРИМЕНЕНИЕ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ДАТЧИКОВ ТЕМПЕРАТУРЫ И ДАВЛЕНИЯ ПРИ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН. Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К., Шарафутдинов Р.Ф., Рамазанов А.Ш., Садретдинов А.А., Мухамадиев Р.С., Баженов В.В., Имаев А.И., Мусин Р.А., Драчко М.В.	71
ОПЫТ ОЦЕНКИ СРОКА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ И ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА. Абакумов А.А., Абакумов А.А. (мл.), Могильнер Л.Ю., Семин Е.Е., Лаптев В.В., Сулейманов М.А.	88
СОПОСТАВЛЕНИЕ И АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН РОССИЙСКИМИ И ЗАРУБЕЖНЫМИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ (НА ПРИМЕРЕ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ЧАЯНДИНСКОГО НГКМ). Плотников В.Л., Чупова И.М.	103
УСТАНОВКА ДЛЯ КАЛИБРОВКИ И ТЕСТИРОВАНИЯ КАРОТАЖНОЙ АППАРАТУРЫ. Лю Сиэнь, Ли Цзянь	128
ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ РОССИЙСКОЙ ЗАБОЙНОЙ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ КАНАЛОМ И НДМ ДЛЯ ГЕОНАВИГАЦИИ И ЕЕ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ. Яо Сивэй, Люй Чжунюань, Чжоу Бэнлянь	135
ПРИМЕНЕНИЕ НОВОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СКВАЖИННОГО ТРАКТОРА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ. Ван Жан, Чжао Цзяньхой, Вэй Чань, Ли Инбо	142
РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ПОДЪЕМНИКОВ. Чжэн Фэнмин, Сюй Цзяньхуа, Доу Цзя	147
АВТОРСКИЙ УКАЗАТЕЛЬ	162
СОДЕРЖАНИЕ	163

VIII КИТАЙСКО - РОССИЙСКИЙ НАУЧНЫЙ СИМПОЗИУМ «НОВЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ», 8-19 НОЯБРЯ 2014 г.

Материалы симпозиума.
Коллектив авторов.

Издательская группа:

Редактор - Уметбаев В.Г., Лаптев В.В., Мухамедьянова И.Ф., Соболев Е.Г.

Корректор - Соболев Е.Г.

Компьютерная верстка – Соболев Е.Г.

Художественное оформление – Ткач М.М., Ткач В.М.

Издательство ООО «Новтек новые технологии»
450520, РБ, Уфимский район, с. Нижегородка, ул. Чапаева 26

Сдано в набор 20.10.2014 г. Подписано в печать 5.11.2014 г.
Формат 60х90/8. Усл. печ. л. 30,11. Бумага офсетная.
Гарнитура «Arial». Тираж 500 экз. Заказ № 47/06
Печать методом ризографии.

**Отпечатано с оригинал-макета в типографии
ООО «Лайм»
г. Уфа, ул. Комсомольская, 82а**

Разработка и изготовление Hi Tech
КАРОТАЖНЫХ ПОДЪЕМНИКОВ
различного назначения
и другой СПЕЦИАЛЬНОЙ ТЕХНИКИ
для нефтегазовой отрасли

Замкнутая гидравлическая система

Широкая линейка лебедочных барабанов

Телескопическая мачта

Цифровая система
управления лебедкой

Лубрикаторная площадка

Устьевого оборудования

Различные модификации шасси

Эргономичная операторская кабина



3 IN 1
MAST
WINCH
WPCE

www.nov-tek.com

НОВТЕК НОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ

