

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ  
Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**«Корректировка скважины при бурении горизонтального ствола пласта  
АС10 наклонно направленной скважины №2241 в Приобском  
месторождении »**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 531 группы  
направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»,  
профиль «Геолого-геофизический сервис»  
Хахалина Максима Юрьевича

Научный руководитель  
кандидат геол.-мин.наук, доцент \_\_\_\_\_ Б.А. Головин

Зав. кафедрой  
кандидат геол.-мин.наук, доцент \_\_\_\_\_ Е.Н. Волкова

Саратов, 2025

**Введение.** Актуальные для Приобского месторождения проблемы в геофизических исследованиях ГС. К проведению геофизических исследований в ГС предъявляется целый ряд специфических требований, отсутствующих при проведении геофизических исследований в вертикальных и наклонно-направленных скважинах.

Например, к инклинометрическим исследованиям при бурении ГС предъявляются требования обеспечения точности проводки, особенно горизонтального участка ствола, до десятков сантиметров.

К геолого-технологическим исследованиям ГС каких-либо особых требований, как правило, не предъявляется, однако весьма желателен непрерывный контроль за движением по продуктивному пласту, для чего могут быть применены системы раннего обнаружения водопроявлений с помощью новых методов.

В методическом отношении геофизические измерения в ГС должны быть адекватны аналогичным измерениям в вертикальных и наклонно-направленных скважинах. Это накладывает сложные требования к системам доставки и технологиям проведения комплекса ГИС в ГС.

Приобское месторождение имеет ряд характерных особенностей:

- крупное, многопластовое, по запасам нефти уникальное;
- труднодоступное, характеризуется значительной заболоченностью, в весенне-летний период большая часть территории затопляется паводковыми водами;

Месторождение характеризуется сложным строением продуктивных горизонтов. Промышленный интерес представляют пласты АС10, АС11, АС12. Коллектора горизонтов АС10 и АС11 относятся к средне и низкопродуктивным, а АС12 к аномально низкопродуктивным. Эксплуатацию пласта АС12 следует выделить в отдельную проблему разработки, т.к., пласт АС12 к тому же является самым значительным по запасам из всех пластов.

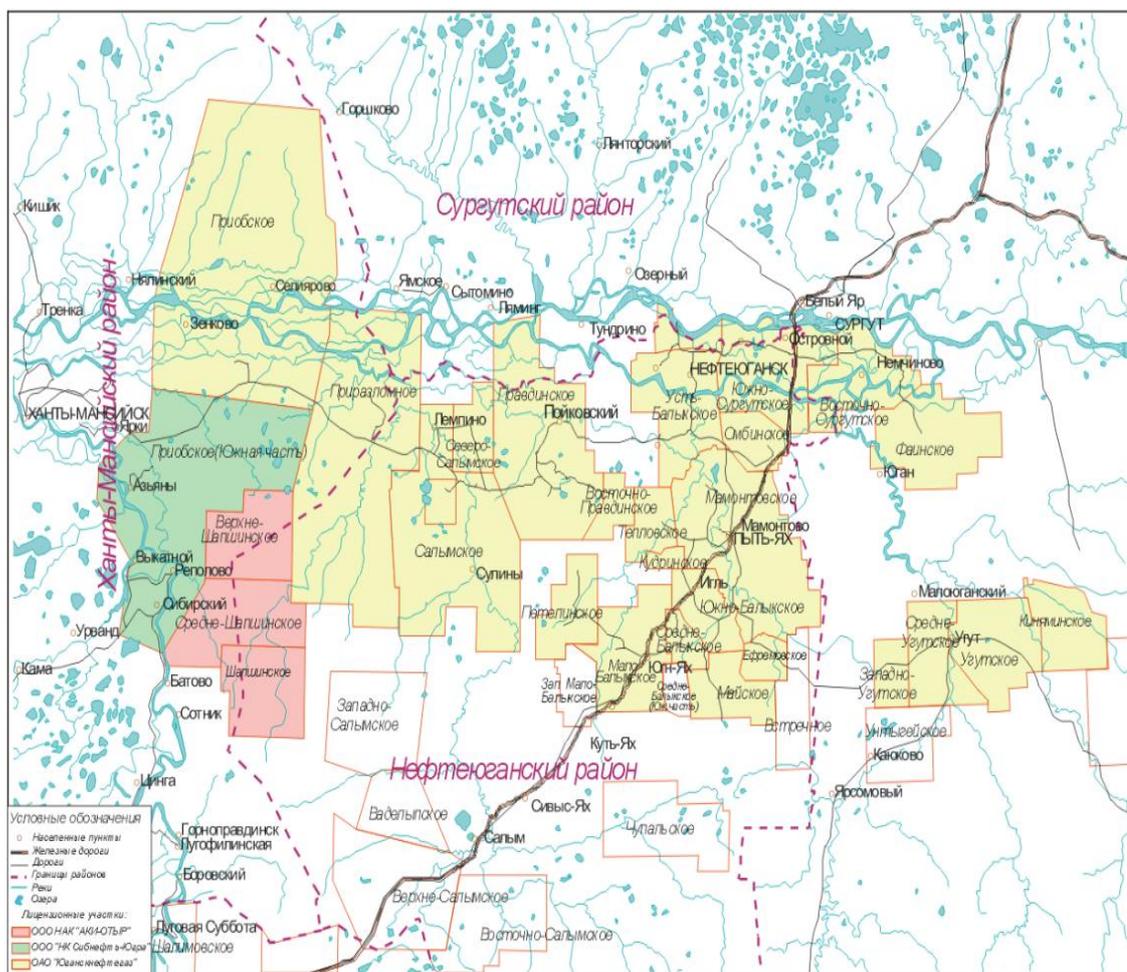
Целью исследования является выявление геофизических признаков нефтеносности отложений сангопайской свиты в условиях Приобского нефтяного месторождения при помощи методов ГИС.

Указанная цель достигается решением следующих задач:

Изучить геолого-геофизические особенности строения месторождения;

Рассмотреть новые технологии позволяющие с высокой точностью (до 1 м) пробурить продуктивный пласт.

Показать результат инклинометрии (Приложение А) и геологический разрез скважины №2241 Приобского месторождения (Приложение Б) в качестве примера обеспечения точности проводки горизонтального участка коллектора АС10.

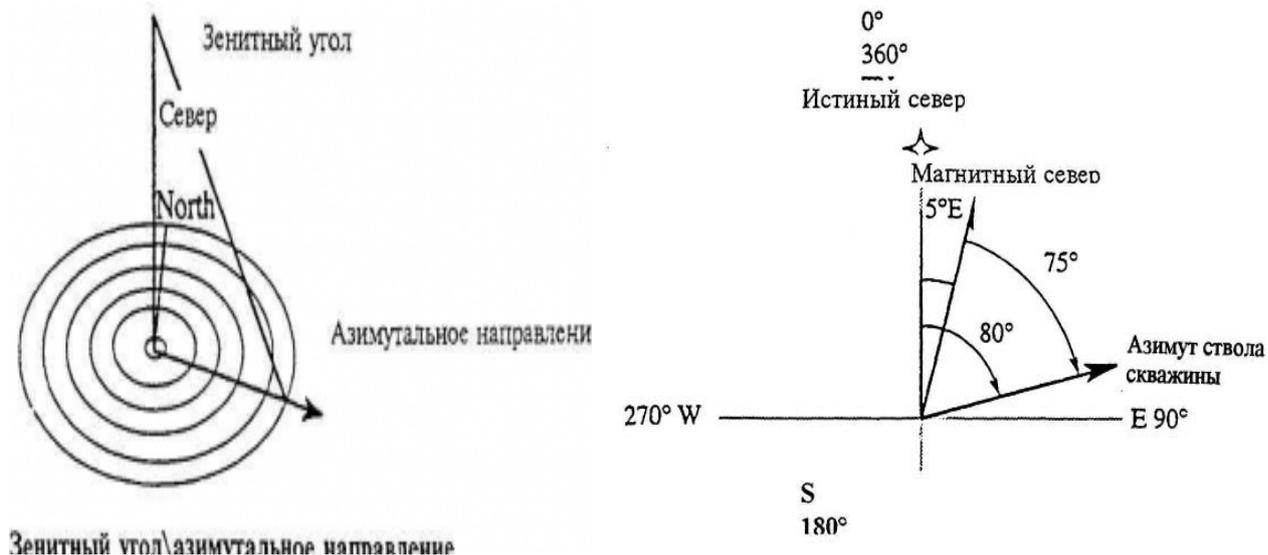


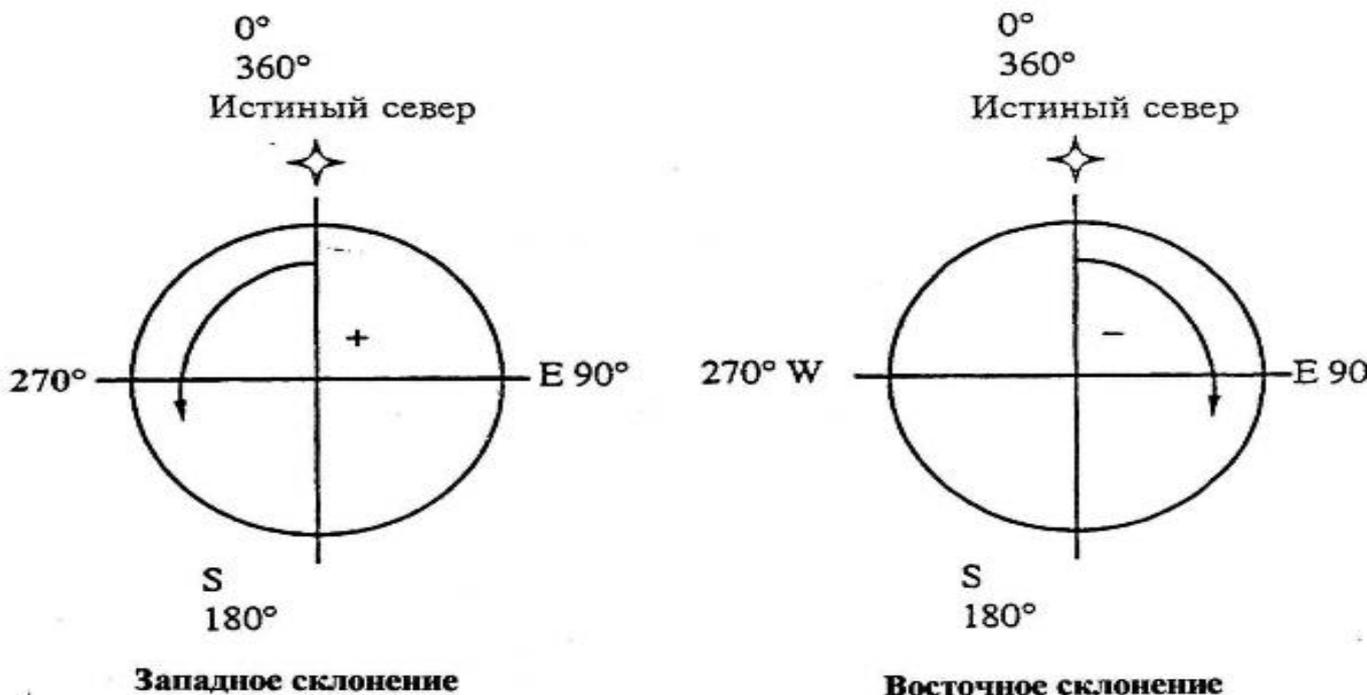
**Основное содержание работы.** Инклинометрия может быть определена как метод, используемый для определения положения скважины. Инклинометрия позволяет определить текущее положение забоя скважины. Графически отобразить траекторию скважины до текущего момента. Планировать направление скважины. Обеспечивать ориентационную информацию для спуска других скважинных инструментов.

Наиболее важные измерения, производимые во время инклинометрии, следующие:

**Зенитный угол.** Угол, измеряемый в градусах, под которым ствол скважины или ось исследовательского прибора отклоняется от линии истинной вертикали. Зенитный угол 0 град представляет направление по истинной вертикали, а зенитный угол 90 град - горизонтальное направление.

**Азимутальное направление скважины.** Угол горизонтальной составляющей траектории скважины или оси исследовательского прибора относительно известного направления на север, принятого за начало отсчёта. Измерения могут производиться относительно направления на истинный север, магнитный север либо север координатной сетки, как общепринято, по часовой стрелке. Азимутальное направление скважины измеряется в градусах и выражается через азимут (от 0 до 360°) или в квадрантной форме (северо-восток, юго-восток, северо-запад, юго-запад)[1]. Система координат для определения зенитного угла и азимутального направления.





### Гамма-картаж. Основы интерпретации данных

Принцип гамма -каротажа (ГК) основан на регистрации скважинными приборами естественной радиоактивности горных пород слагающих разрез скважины.

Естественной радиоактивностью называется самопроизвольный распад ядер некоторых химических элементов слагающих горные породы. Естественная радиоактивность слагается из способности горных пород испускать альфа-, бета- и гамма-излучение. Глубина проникновения альфа-излучения в горных породах составляет первые десятки микрон, бета-излучения – первые миллиметры, а гамма-излучения – от 30 до 40 см. Следовательно, с точки зрения изучения разрезов скважин только гамма-излучение представляет практический интерес.

Величина естественной радиоактивности горных пород определяется в основном содержанием в них трех основных химических элементов: урана, тория и изотопа калия-40.

Основы применения ГК в скважинах, пробуренных на нефть и газ связаны с четкой зависимостью величины гамма-излучения от характера горной породы. Самую высокую радиоактивность среди осадочных горных пород имеют глубоководные илы, черные битуминозные глины, аргиллиты,

глинистые сланцы, калийные соли. Средняя радиоактивность характерна для неглубоководных и континентальных глин, глинистых песчаников, мергелей глинистых известняков и доломитов. К породам с низкой радиоактивностью относятся ангидриты, гипсы, песчаники, пески, доломиты, угли. В общем случае кривая ГК характеризует разрез скважины от величины глинистости горных пород, что облегчает выделение коллекторов, которые могут содержать подвижные флюиды, такие как нефть и газ.

### **Резистивиметрия. Основы метода**

Резистивиметрия основана на использовании электрических свойств водонефтяной смеси в стволе скважины: удельного электрического сопротивления или проводимости.

Существуют две модификации резистивиметров:

а) бесконтактные индукционные резистивиметры, предназначенные для измерения удельной проводимости;

б) одноэлектродные резистивиметры на постоянном токе для измерения удельного сопротивления.

Резистивиметрия является основным методом для различения двух типов смеси в скважине - гидрофильной (нефть в воде) и гидрофобной (вода в нефти). Это обусловлено существенным различием электрических свойств этих смесей. Гидрофильная смесь имеет удельное сопротивление (проводимость), близкое к воде, гидрофобная смесь - близкое к нефти.

Индукционная резистивиметрия основана на измерении электропроводности жидкостного «объемного» витка связи методом вихревых токов. Индукционный датчик проточно-погружного типа содержит две тороидальные катушки, одна из которых возбуждает в исследуемой среде токи высокой частоты (100 кГц), а вторая принимает сигналы, пропорциональные

удельной проводимости среды. Объемный виток связи создается цилиндрической колонкой жидкости, находящейся в измерительном канале датчика, и внешним объемом жидкости, омывающей датчик [6].

Индукционная резистивиметрия при исследовании действующих эксплуатационных скважин применяется для решения следующих задач:

а) определения местоположения ВНР в скважине (границ перехода смеси из гидрофильной в гидрофобную);

б) установления структуры потока гидрофильной смеси с различным содержанием нефти;

в) выделения в гидрофильной среде мест поступления в колонну воды с различной степенью минерализации.

Достоинство индукционной резистивиметрии - возможность индикации слабых притоков нефти при большом содержании воды в колонне и высокая чувствительность к изменению минерализации воды.

Одноэлектродные резистивиметры на постоянном токе в действующих нефтяных скважинах используются лишь для установления типа движущейся в скважине смеси: гидрофильная или гидрофобная. Резкое различие удельных сопротивлений смесей этих двух типов позволяет проводить качественные измерения без тарировки прибора и определения истинных величин удельных сопротивлений.

Достоинством метода является простота схемы измерений, позволяющая комплексовать токовой резистивиметр в одном приборе с другими датчиками для исследования действующих скважин

## Телеметрические системы MWD\LWD

Далее, мы более подробно ознакомимся с телеметрическими системами MWD/LWD.

MWD системы применяются для измерения инклинометрических и технологических параметров в процессе бурения и оперативного получения информации по гидроканалу или электромагнитному каналу связи с целью корректировки траектории ствола скважины. Измерения MWD\LWD представляют собой процесс сбора показаний каротажных датчиков, монтируемых в виде различных измерительных компоновок в бурильных колоннах, с последующей передачей собранных данных на буровую площадку в режиме реального времени на основе использования методов беспроводной телеметрии

MWD\LWD системы служат для обеспечения проводки скважины по проектной траектории, осуществляя контроль искривления и оперативное управление бурением. Сбор и передача результатов измерений осуществляются без прерывания процесса бурения.

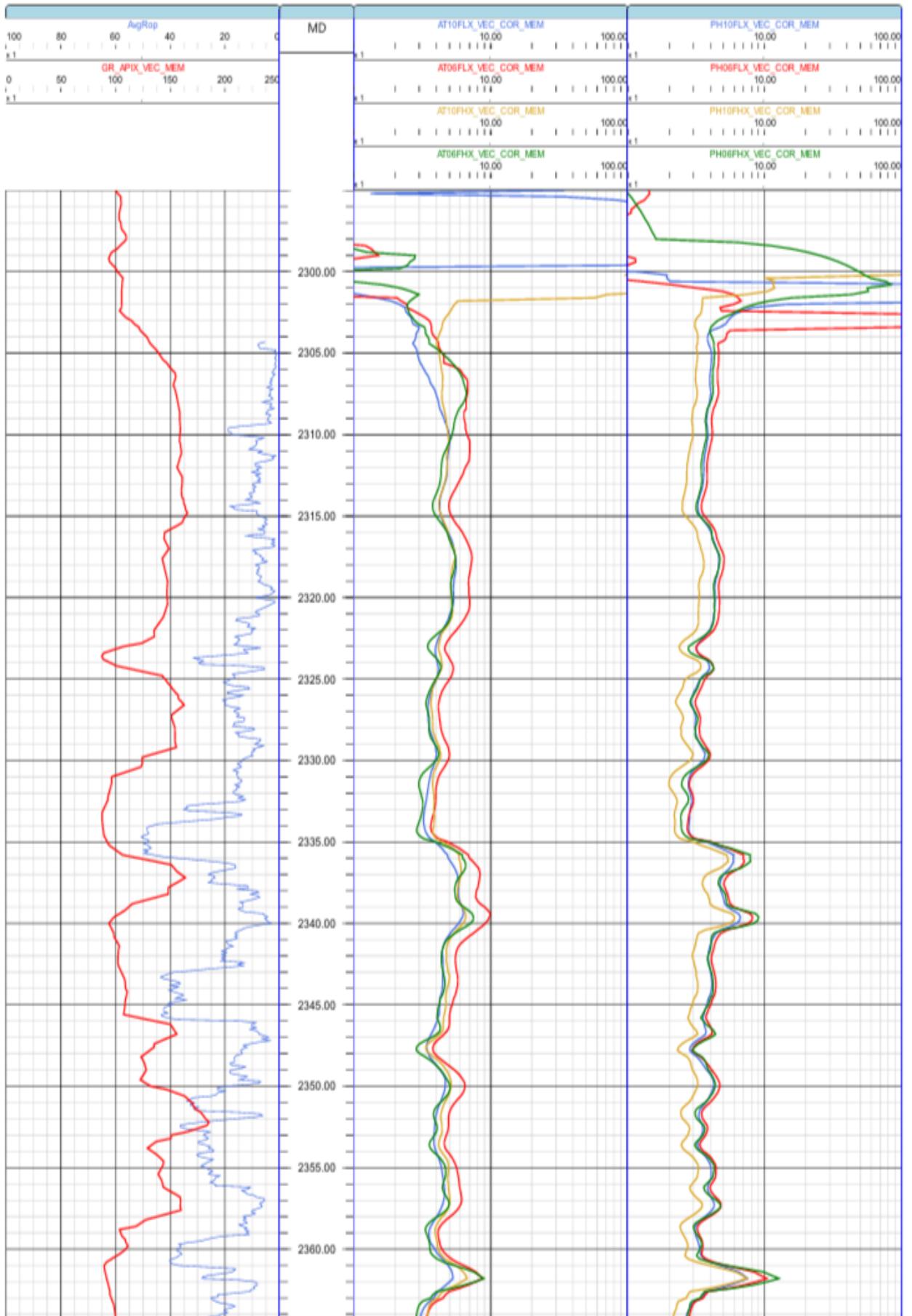
### Гидроимпульсная скважинная телеметрия

Метод гидроимпульсной скважинной телеметрии заключается в частичном перекрытии или раскрытии диафрагмы, через которую подается поток бурового раствора, чем достигаются мгновенные изменения расхода жидкости. Частичное ограничение или освобождение потока бурового раствора вызывают соответствующие изменения давления, которые могут быть зарегистрированы датчиком давления, установленным в нагнетательном манифольде бурового стояка на поверхности [7].

### Преимущества систем MWD\LWD.

- Контроль и управление направлением бурения
- Определение местоположения забоя скважины
- Возможность применения забойной системы контроля и управления параметрами бурения в скважинах с крутым наклоном

Идентификация углеводородов



**Заключение** В процессе написания выпускной квалификационной работы выполнена интерпретация геофизических данных, полученных в процессе бурения горизонтального участка ствола с помощью телесистемы NewTech.

Особое внимание было уделено основам методов гамма-каротажа, резистивиметрии и инклинометрии.

Решены следующие задачи:

- изучена геолого-геофизическая характеристика Приобского месторождения;
- освоен технико-методический комплекс для проведения каротажа в процессе бурения горизонтального участка ствола скважины с использованием телесистемы NewTech, включая в себя гамма-каротаж, резистивиметрию и инклинометрию;
- произведена интерпретация полученных в процессе бурения данных гамма-каротажа и резистивиметрии;
- по комплексу признаков в процессе бурения выделен тирригенный коллектор АС10 на Приобском месторождении.
- по оперативно полученным и интерпретированным с забоя данным ГК и резистивиметрии, принимались верные решения в процессе бурения горизонтального участка ствола скважины, благодаря чему была обеспечена оптимальная траектория скважины, вскрывающая прикровельную часть продуктивного пласта.