

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

Кафедра геофизики

**«Выявление рабочих интервалов методом термометрии в скважине №1395  
Лянторского месторождения»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 4 курса 403 группы  
направление 05.03.01 геология  
профиль «Нефтегазовая геофизика»  
геологического ф-та  
Павлова Романа Николаевича

**Научный руководитель**

К. г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

М.В. Калининкова

**Зав. кафедрой**

К. г.- м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2023

**Введение.** Актуальность темы выпускной квалификационной работы определяется, прежде всего, тем, что нефтедобыча в условиях Западной Сибири в последние годы находится в условиях падения. Одной из причин этого является то, что большинство скважин эксплуатируются продолжительное время более 20 лет и характеризуются высокой степенью обводненности добываемой продукции. В связи с этим возникла необходимость проводить своевременную диагностику эксплуатируемых пластов. В частности определять эксплуатационные характеристики продуктивного пласта, контролировать техническое состояние скважин и др. Опыт производственных работ показывает, что наиболее эффективно эти задачи могут быть решены с помощью геофизических исследований скважин ("геофизическая диагностика"). При этом на всех этапах "эволюционного развития" скважины наиболее информативным методом диагностики является термометрия. Многообразие категорий и режимов работы скважин, в которых осуществляются термические исследования, а также зависимость распределения температур от большого числа процессов в пласте и скважине (перфорация, освоение, эксплуатация и ремонтные работы) требуют изучения методики исследований и интерпретации данных термометрии в конкретных геолого-геофизических и скважинных условиях.

Объектом исследования выпускной квалификационной работы является Лянторское месторождение Западной Сибири. Разработка Лянторского газонефтеносного месторождения осуществляется более 20 лет. Общая обводнённость в настоящее время составляет более 90%.

Поэтому целью выпускной квалификационной работы является выявление работающих интервалов методом термометрии на примере скважины №1395 Лянторского месторождения.

- дать геофизическую характеристику Лянторского месторождения;
- охарактеризовать теоретические основы метода термометрии;
- изучить особенностей тепловых полей в пласте и скважине в условиях ее эксплуатации;

- изучить методику интерпретации данных термометрии;
- выявить локальные температурные аномалии и определить места притока пластового флюида в скважину,
- выявить работающие интервалы пласта АС10 в скважине № 1395 Лянторского месторождения.

Работа содержит 3 раздела, а также введение, заключение, список использованных источников, приложения.

**Основное содержание работы. Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования».**

Общие сведения о территории исследования. Лянторское месторождение расположено в Сургутском районе Тюменской области. Его протяженность с севера на юг 69,5 км, с запада на восток 27 км.

#### **Тектоника.**

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты, которая является одним из крупнейших структурных элементов земной коры, выделяются три структурно-тектонических этажа, различающиеся по степени изменчивости слагающих пород и тектоническим особенностям

Изучаемое месторождение характеризуется невысокой плотностью запасов нефти, сложным геологическим строением, незначительными толщинами нефтяной оторочки, высокими значениями коэффициента контактности.

Формирование нижнего этажа закончилось в палеозое и соответствует геосинклинальному этапу развития современной плиты. Отложения представлены изверженными и эффузивными, а также метаморфическими породами. Реже встречаются сильно дислоцированные осадочные породы. Эти отложения слагают складчатый фундамент плиты, изученный крайне слабо, в основном, геофизическими методами.

Промежуточный структурно-тектонический этаж, характеризующий парагеосинклинальный этап в истории развития Западно-Сибирской плиты,

соответствует отложениям пермо-триасового возраста. Породы, слагающие данный этаж, менее дислоцированы и подвержены метаморфизму.

Наиболее полно изучен верхний структурно-тектонический этаж, сложенный мощной толщей горизонтально залегающих мезозойско-кайнозойских пород, накапливающихся в условиях устойчивого прогибания фундамента. Эти отложения контролируют все известные в настоящее время скопления углеводородов в пределах Западно-Сибирского региона.

Согласно тектонической схеме мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты, Лянторское месторождение приурочено к системе локальных поднятий, расположенных на северо-западном склоне Сургутского свода.

### **Нефтегазоносность.**

Основные запасы нефти Лянторского месторождения, 99,7%, приурочены к терригенным пластам АС9-АС11, выделенным верхней части вартовской свиты готеривбарремского возраста. Продуктивные пласты АС9, АС10, АС11, представленные песчаниками и алевролитами, отделяются друг от друга глинистыми перемычками толщиной от 2 до 8 метров между пластами АС9 и АС10 и от 0,6 до 3 метров между АС10 и АС11

### **Второй раздел «Методика работ».**

Характеристика комплекса методов ГИС, используемых в скважине №1395 Лянторского месторождения. Комплекс ГИС, позволяющий решить задачу по выявлению работающего интервала пласта АС10 по скважине 1395 Лянторского месторождения, включает методы термометрии, гамма-каротажа, локатора муфт, барометрии. В данной скважине также была проведена перфорация исследуемого пласта АС10. Данный комплекс направлен на решение таких задач как, выявление работающих интервалов, выделения интервалов притока (приемистости), в том числе и слабо работающих перфорированных пластов, выявление заколонных перетоков из неперфорированных пластов, определение притоков в скважину из мест негерметичности обсадной колонны.

## **Теоретические основы метода термометрии.**

Термометрия является одним из основных методов в полном комплексе исследований скважин при определении эксплуатационных характеристик пласта. Тепловыми свойствами горных пород являются: удельное тепловое сопротивление (теплопроводность), теплоемкость, температуропроводность.

Из перечисленных свойств основным является удельное тепловое сопротивление  $\xi_p$ . Тепловое сопротивление  $\xi_p$  горных пород зависит от плотности, пористости, степени газонефте- и водонасыщения порового пространства, проницаемости, температуры и структуры породы.

Массовая теплоемкость горных пород  $C_p$  изменяется в небольших пределах - от  $0,5 \div 2,5$  до  $103$  Дж/кг К, причем для большинства пород, встречающихся в разрезах нефтяных скважин, эти пределы сужаются до  $(0,6 \div 1) 103$  Дж/кг К. Теплоемкость увеличивается с возрастанием влажности горных пород, к примеру, теплоемкость воды -  $4,2 \cdot 103$  Дж/кг К.

При изучении газонасыщенных пород практический интерес представляет объемная теплоемкость  $C_{vp}$ . Плотность газов, насыщающих поровое пространство, обычно на порядок и больше отличается от плотностей жидкостей, содержащихся в порах. Поэтому газонасыщение коллекторов вызывает существенное снижение их объемной теплоемкости.

Использование термометрии для решения различных промыслово-геофизических задач основано на регистрации стационарных, квазистационарных и нестационарных температурных полей.

### **Аппаратура термометрии.**

Для измерения температуры применяют термометры сопротивления, спускаемые на геофизическом кабеле. Существуют термометры двух типов: высокочувствительные и с обычной чувствительностью до  $0,3$  град. Действие основано на изменении сопротивления металлического проводника с изменением температуры. Термометр сопротивления комплексируют с приборами остальных методов ГИС. Он является частью технологического блока в сборках модулей.

Для скважинных измерений температуры используют электрические и электронные термометры. Датчиком температуры и в тех, и в других служит металлический терморезистор, выполненный в виде тонкой медной проволоочки, сложенной в несколько раз и помещенной в тонкую медную трубочку, омываемую буровым раствором.

### **Принципы проведения термометрии в скважине и интерпретация данных.**

Распределение температуры по стволу добывающей скважины определяют следующие факторы: естественное тепловое поле Земли, изменение температуры флюида при фильтрации в пласте (баротермический эффект), эффект калориметрического смешивания восходящего по колонне потока с поступающим из пластов флюидом, теплообмен между потоком жидкости в стволе скважины и окружающими породами. Кроме них, на распределение температуры влияют расход и состав флюида, структура и направление потока.

Интерпретация термограмм заключается в выявлении и анализе температурных аномалий. Если термограммы расположены ниже геотермы, то источник поступления флюида определяется по точке минимальной температуры. Если минимум температуры находится внизу, то переток флюида происходит из нижнего пласта в верхний и нижний пласт является либо газоносным, либо обводненным нагнетаемыми водами с температурой ниже пластовой. Выявление перетоков флюидов осуществляется путем сравнения геотермы с термограммами, полученными в контрольных и остановленных скважинах.

Применение метода термометрии основано на изучении теплообмена между скважинной жидкостью и флюидами, циркулирующими в затрубном пространстве. На участке затрубной циркуляции флюидов устанавливается сравнительно постоянная температура. Признаком затрубной циркуляции флюидов является резкое снижение градиента температур на термограммах против вмещающих пород, расположенных между изучаемыми пластами, а в

некоторых случаях и проявление дроссельной аномалии против пласта-источника перетока флюида. За верхнюю границу зоны затрубной циркуляции принимается подошва верхнего пласта, залегающего в интервале аномального поведения термограммы по отношению к геотерме, за нижнюю - кровля нижнего пласта. Источник перетока и тип циркулирующего флюида устанавливаются по виду и расположению термограммы относительно геотермы в интервале их расхождения.

По данным термометрии, зарегистрированной в процессе восстановления естественного теплового поля, признаки перетоков флюида по заколонному пространству отмечаются как отрицательными аномалиями, так и положительными, в зависимости от динамических процессов протекающих в стволе скважины, в заколонном пространстве и в пласте.

В интервалах наличия депрессии (пласт – скважина или пласт – зона негерметичности – пласт) и движения газа происходит формирование отрицательной аномалии за счёт эффекта Джоуля-Томсона. Как правило, рабочий интервал коллекторов отмечается отрицательной аномалией теплового поля за счет дроссельного эффекта.

В интервалах формирования техногенных залежей, расположенных в вышележащих горизонтах и сформированных за счёт перетока газа по заколонному пространству, как правило, регистрируется положительная аномалия.

### **Метод барометрии.**

Барометрия основана на изучении поведения давления или градиента давления по стволу скважины или во времени. Измерения выполняют глубинными манометрами, которые подразделяют на измеряющие абсолютное давление и дифференциальные. Их подразделяют также на манометры с автономной регистрацией, которые опускают на скребковой проволоке, геофизическом кабеле (с последующим оставлением на якоре в заданном интервале) или в составе пластоиспытателей, и дистанционные, работающие на геофизическом кабеле. Преобразователи давления могут быть:

пьезокристаллические (кварцевые, сапфировые), струнные и мембранные. Прибор барометрии применяют в сборке приборов «притока-состава».

### **Метод магнитной локации муфт (ЛМ).**

Магнитная локация обсадных труб основана на регистрации изменения магнитной проводимости металла буровых труб, обсадной колонны и насосно-компрессорных труб из-за нарушения их сплошности. При этом измеряют электро-движущую силу (ЭДС), возникающую в цепи приёмной катушки при её движении. Величина сигнала зависит от степени нарушения сплошности колонны, её диаметра, магнитной характеристики.

Детектор (датчик) локатора муфт ЛМ представляет собой дифференциальную магнитную систему, которая состоит из многослойной катушки с сердечником и двух постоянных магнитов, создающих в катушке и вокруг неё постоянное магнитное поле. Магнитные силовые линии магнитов пронизывают витки катушки и замыкаются через стальную трубу.

При изменении толщины стальной трубы (на муфтах), наличии в ней перфорационных отверстий, трещин, порывов происходит перераспределение магнитных силовых линий, в результате чего в катушке наводится ЭДС, которая и регистрируется.

Соединительные муфты на кривой ЛМ отмечаются резким изменением (увеличением) сигнала. Положение перфорационных отверстий в колонне устанавливается сравнением контрольной и основной кривых.

Магнитный локатор применяют для установления положения муфтовых соединений колонны, точной привязки показаний других приборов к положению муфт, взаимной привязки показаний нескольких приборов, глубины спуска НКТ, положения забоя, определения интервала перфорации и в благоприятных случаях выявления мест нарушения (разрывов, трещин) обсадных колонн.

### **Метод гамма-каротажа.**

Гамма-каротаж (ГК) показывает естественную радиоактивность (или гамма-активность) пород в скважине. Физической основой метода является

содержащиеся в литологической толще скважины радиоактивные минералы, которые излучают гамма-активность, так как оно в разных породах различно, по данным ГК можно судить о характере горных пород.

Интерпретация ГК сводится, прежде всего, к анализу поведения кривых ГК. Величина регистрируемого сигнала может быть выражена в различных единицах измерения. В России принято пользоваться величиной интенсивности гамма-излучения в мкр/час (микрорентген/час) или имп/мин (импульсы/минута).

Коллекторы выделяются по наименьшим показаниям гамма каротажа (отклонение кривой влево), соответствующим чистым неглинистым разностям пород. Следует учитывать, что плотные неглинистые породы (не коллекторы) также будут характеризоваться низкими значениями ГК.

### **Перфорация скважин.**

Перфорация - важнейший элемент освоения скважины. В идеальном пласте с радиусом контура питания ( $R_{кп}$ ) в несколько километров для удвоения дебита необходимо увеличить радиус скважины в десятки, а утроения - в сотни раз. Каналы обычно создают пулями, действием высокоскоростной струи образовавшееся при взрыве кумулятивных зарядов. Источником энергии в пулевых и торпедных перфораторах являются сжатые до высокого давления газы, метающие пулю или снаряд. Газы образуются при сжигании пороховых зарядов.

У кумулятивных перфораторов используется направленное действие взрыва, когда часть энергии заряда, реализуется в форме энергии высокоскоростной металлизированной струи, пробивающей преграды, стоящие на ее пути.

Задача вскрытия пласта в эксплуатационной скважинах - создание надежного сообщения пласта со стволом, обеспечивающего движение жидких и газообразных полезных ископаемых на земную поверхность. Обычно скважину после завершения бурения крепят обсадной колонной. Последнее, после перфорирования, позволяет извлекать жидкость и газ точно из намеченных

пластов, избегая перетоков и других осложнений при эксплуатации. И поскольку дальнейшее движение флюида по стволу не встречает затруднений, задача перфорации сводится к созданию надежной гидродинамической связи между породой и стволом.

Преградами на пути флюида из пласта служат стенка обсадной трубы, толщина которой колеблется от 7 до 11 мм, слой цемента (его толщина меняется от миллиметров, если колонна лежит на стенке скважины, до десятков сантиметров при наличии каверн в стволе), а также слой загрязненной при бурении породы сложные случаи — скважины.

Все методы вскрытия должны способствовать созданию путей движения флюида с меньшим сопротивлением на участке пласта, примыкающего к стволу.

### **Третий раздел «Результаты работ».**

В комплекс ГИС, позволяющий решить задачу по выявлению работающего интервала пласта АС10 по скважине 1395 Лянторского месторождения, входят гамма-каротаж, локатор муфт, термометрия, барометрия.

В скважине проведена перфорация пласта АС10. Исследуемый пласт АС10 расположен в интервале 2346-2374м. Пласт представлен песчаником. Начальное насыщение пласта - нефть с газом.

Перфорация произведена 2-мя «боевыми» спусками перфоратора. Первая перфорация была проведена 30.01.2016г. в интервале 2352-2357м. В результате возникновения заколонного перетока, была проведена изоляция пласта цементом и проведена повторная (плановая) перфорация 21.07.2022 (тип перфоратора 89КЛ-ORION, тип заряда ORION89-03) в интервале 2346-2354м. Как видно по диаграмме магнитного локатора муфт (ЛМ) границы интервалов перфорации хорошо видны по характерному дребезгу ЛМ.

В исследуемой скважине №1395 было выполнено 2 текущих замера гамма каротажа (21.07.2022) и один фоновый замер 30.04.1981. Данные ГК использовались для увязки показаний различных методов по глубине.

Метод термометрии, проведенный в скважине до перфорации и после, на подъеме и спуске прибора позволяет выявить локальные температурные аномалии, связанные с межпластовыми перетоками. Так, в интервале 2352-2364 можно видеть значительное снижение температуры до  $57\text{ C}^\circ$ , вызванное наличием дроссельного эффекта. Этот вывод подтверждается и показаниями метода гамма-каротажа, при сопоставлении диаграмм ГК фоновой и текущей наблюдается увеличение значения интенсивности гамма-излучения, что свидетельствует о наличии радиогеохимического эффекта. Напротив, в интервале повторной перфорации 2346-2354м наблюдается значительное увеличение температуры, связанной с притоком пластового флюида из пласта в скважину.

Данные о притоке пласта АС10, полученные после стравливания и депрессии по данным ГИС (дебит и  $N_{\text{динам}}$ ) показали, что интервал 2346-2354 по составу притока характеризуется как нефть с водой, а в интервале 2355-2357 приток отсутствует. Полученные дебиты представлены на приложении 3. Сумма работающих толщин составляет 5,2 м, эффективная мощность пласта  $N_{\text{эф}} = 15\text{м}$ , давление 203.7 атм, температура  $59.2\text{ C}^\circ$ .

На диаграмме термометрии после перфорации в интервале исследуемого пласта-коллектора наблюдается повышение температуры. Это значит, что выделен работающий интервал пласта АС10 (кровля-2346м, подошва- 2354м).

**Заключение.** В процессе написания выпускной квалификационной работы было проведено изучение особенностей работающего интервала продуктивного пласта АС10 на примере эксплуатационной скважины №1395 Лянторского месторождения.

Показано, что на Лянторском месторождении Западной Сибири метод термометрии используется для выделения работающих (отдающих и принимающих) пластов, выделения заколонных перетоков, мест негерметичности обсадной колонны и др.

Установлено, что работающий интервал пласта СС10 находится на глубине 2346-2354м.

Можно сделать вывод, что применяемый в скважине №1395 Лянторского месторождения комплекс ГИС (гамма-каротаж, локатор муфт, термометрия, барометрия) успешно позволяет решить поставленную задачу.