

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.  
ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**«Изучение эксплуатационных характеристик продуктивных пластов с  
применением комплекса геофизических методов исследования»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы

направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

геологического факультета

Белова Ивана Петровича

**Научный руководитель**

К. г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Е.Н.Волкова

подпись, дата

**Зав. кафедрой**

К. г.- м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Е.Н.Волкова

подпись, дата

Саратов 2022

**Введение.** Успешная разработка нефтяных и газовых месторождений определяется тем, насколько правильно будет выбрана система разработки. В процессе разработки возникает необходимость контролировать и уточнять состояние залежей с учетом новых сведений о геологическом строении, получаемых при их разбуривании и эксплуатации.

Продуктивный пласт неоднороден по физическим свойствам и поэтому приток жидкости и газа в скважину по мощности пласта распределяется неравномерно. Для своевременного принятия мер по увеличению разрабатываемой мощности пласта и правильного выбора воздействия на забой осуществляется контроль за разработкой скважин. Контроль за разработкой месторождения позволяет осуществить изучение процессов вытеснения нефти водой; оценку выработанности залежей и распределения остаточных запасов нефти; эффективный контроль объемов добычи и предотвращение падения этих объемов; исследование скважин для выбора оптимального режима работы технологического оборудования. Целью геофизического контроля является получение информации о состоянии и изменениях, происходящих в продуктивных пластах в процессе их эксплуатации. При этом под геофизическими методами понимают все методы, проводимые когда-либо на территории месторождения.

Целью данной выпускной работы стало изучение эксплуатационных характеристик продуктивных пластов с помощью комплексирования геофизических методов исследования, применяемых в рамках контроля за разработкой скважины. Объектом исследования являются пласты АС<sub>9</sub> и АС<sub>10</sub> Эксплуатационного месторождения в скважине 1. Были поставлены задачи:

Изучение геолого-геофизической характеристики территории исследования.

Исследование физической основы используемых методов ГИС и используемой аппаратуры.

Выделение и определение индивидуальных характеристик работающих толщин - интервалов притоков, определение состава притока из отдающих интервалов и количественная оценка интервальных дебитов, построение профилей притока.

Работа состоит из введения, 3 разделов: 1. Геолого-геофизическая характеристика района работ, 2. Используемые методы и аппаратура, 3. Результаты, заключения и списка использованных источников.

**Основное содержание работы. Геолого-геофизическая характеристика района работ. Общие сведения.** По административному положению площадь Эксплуатационного месторождения относится, в основном, к Ханты-Мансийскому автономному округу Тюменской области и лишь северная часть Западно - Перевальной структуры расположена в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа. Месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины, севернее среднего течения р. Тромъеган. Ближайшими к нему населенными пунктами являются п. Лянтор, п. Сытомино, г. Сургут. **Литолого-стратиграфическая характеристика.** Геологический разрез изучаемой территории представлен тремя структурными этажами: палеозойским кристаллическим фундаментом, промежуточным вулканогенно-осадочным комплексом триасового возраста, заполняющим грабенообразные зоны и отдельные впадины и мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом. Расчленение разреза последнего основывается на регионально-стратиграфических схемах мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. **Тектоника.** В геологическом строении Западно-Сибирской плиты, которая является одним из крупневших элементов земной коры, по тектоническим особенностям, формационному составу слагающих пород выделяются три структурно-тектонических этажа. Территория Эксплуатационного месторождения прошла сложный путь тектонического развития, который в значительной мере повлиял на условия формирования сохранения залежей УВ, их

физические и химические свойства, локальные особенности структурного плана территории. **Нефтегазоносность.** По схеме районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции Эксплуатационное месторождение расположено в пределах Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области. В разрезе осадочного чехла Западной Сибири выделяют целый ряд нефтегазоносных комплексов, характеризующихся единством условий образования нефтегазосодержащих пород, общностью истории формирования залежей, близостью величин основных подсчетных параметров и общими закономерностями да изменения на значительных по площади территориях. Нефтегазоносные комплексы представлены, в основном, терригенными породами-коллекторами (песчаники, алевролиты), содержат внутри себя пачки глин, играющие роль глинистых покрышек второго порядка для залежей УВ.

**Методика исследований. Задачи контроля за разработкой скважины.** Методы контроля за разработкой направлены на решение следующих задач:

1. Определять положение и наблюдать за продвижением ВНК и ГНК в процессе вытеснения нефти из пласта;
2. Контролировать перемещение фронта нагнетательных вод по пласту;
3. Оценивать коэффициенты текущей и конечной нефтенасыщенности и нефтеотдачи пластов;
4. Изучать отдачу и приемистость (способность пласта принимать закачиваемую воду) скважин;
5. Устанавливать состояние флюидов в стволе скважины;
6. Выявлять места поступления в скважину вод и перетоков нефти и воды в затрубном пространстве;
7. Оценивать техническое состояние эксплуатационных и нагнетательных скважин;
8. Изучать режим работы технологического оборудования эксплуатационных скважин;

9. Уточнять геологическое строение и запасы нефти.

**Методы выделения работающих интервалов.** Термометрия. Метод термометрии заключается в изучении естественных и искусственных тепловых полей в скважине в установившемся и неустойчивом режимах. Измеряемая величина - температура (разность температур) - в градусах Цельсия ( $^{\circ}\text{C}$ ). Термометрия является одним из основных методов в полном комплексе исследований скважин при контроле за разработкой месторождений. Термометрия применяется при решении практически всех задач контроля: для выделения интервалов притока или приемистости, установления интервалов обводнения, заколонных циркуляций, определения мест нарушения герметичности обсадной колонны, насосно-компрессорных труб и забоя, глубины и интервалов разгазирования нефти, установления уровня жидкости в скважине. К достоинству термометрии относятся: возможность исследования объектов, перекрытых насосно-компрессорными трубами (НКТ), выявления слабо работающих перфорированных пластов, когда другие промысловые методы не эффективны, выявления интервалов обводнения независимо от минерализации воды, обводняющей пласт, возможность более точной отбивки подошвы нижнего отдающего или поглощающего интервала по сравнению с методами притока (расходомерия).

Расходомерия. Дебит и приемистость - важнейшие параметры, контролируемые в процессе разработки месторождения, которые определяют расходомерами различных типов. Расходомерические измерения проводятся для определения охвата продуктивного коллектора процессом разработки, уточнения положения и толщины коллекторов, определения эффективности вскрытия пластов, установления коэффициентов продуктивности отдельных прослоев. Для решения этих задач в разрезе добывающей скважины необходимо выделить интервалы, из которых происходит приток жидкости в ствол скважины, и оценить его объем для каждого пласта. В нагнетательных скважинах следует выделить интервалы поглощения жидкости и определить

ее объем для каждого пласта. Метод расходомерии основан на регистрации скорости и расхода жидкости или газа за некоторый период времени.

**Методы определения характеристик флюида.** Поток в стволе скважины, как правило, неоднороден и представляет собой смесь, компоненты которой отличаются друг от друга физическими свойствами (плотность, диэлектрическая проницаемость, электропроводимость). Определение одного из физических свойств смеси положено в основу методов изучения ее состава в стволе скважины. В настоящее время в нефтепромысловой практике для исследования состава смеси наиболее широко используются резистивиметрия, влагометрия и др.

Резистивиметрия позволяет различать в стволе скважины нефть, газ, воду и их смеси по величине удельного электрического сопротивления. Различаются смеси гидрофильные (сопротивление смеси стремится к сопротивлению воды) и гидрофобные (сопротивление смеси стремится к сопротивлению нефти). Существуют две разновидности метода: индукционная и токовая резистивиметрия. Резистивиметр индукционный предназначен для бесконтактного измерения электрической проводимости флюида в колонне и НКТ. Достоинством метода является чувствительность к изменению минерализации и к небольшим каплям нефти в потоке. Вид типовых диаграмм обуславливается типами флюидов и их смесями в колонне. Данные индукционной резистивиметрии позволяют определять тип смеси и структуру потока. Резистивиметр токовый представляет собой одноэлектродный резистивиметр на постоянном токе при измерении удельного электрического сопротивления. Главное назначение одноэлектродной резистивиметрии - установление водонефтяного раздела по резкому увеличению удельного сопротивления при переходе прибора от воды к нефти. Данные одноэлектродной резистивиметрии служат для распознавания типа движущейся в стволе скважины смеси - гидрофильной или гидрофобной.

Влагометрия. Метод основан на различии диэлектрической проницаемости воды и нефти. Скважинные влагомеры представляют собой ЕС или RC-генераторы, в колебательный контур которых включен измерительный конденсатор проточного типа. Между обкладками конденсатора протекает водонефтяная, газоводяная или многокомпонентная смесь, изменяющая емкость датчика с последующим преобразованием изменения емкости в сигналы разной частоты.

В нефтяных скважинах используют беспакерные приборы для качественной оценки состава флюида и пакерные - для количественных определений. В газовых скважинах все применяемые влагомеры - беспакерные.

Барометрия. Барометрический эффект проявляется при движении жидкости и газа по пласту. В результате жидкости нагреваются, а газы охлаждаются. Показания метода позволяют определять динамический уровень жидкости в стволе скважины, нефтеводораздел, пластовое давление и гидропроводность пласта. Барометрия основана на изучении поведения давления или градиента давления по стволу скважины или во времени.

Применяют для определения абсолютных значений забойного или пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты, определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления, оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси (совместно с другими методами «притока-состава»).

**Используемая аппаратура.** Исследования в скважин Эксплуатационного месторождения проводились приборами КСА-Т7М-36-120/40 и «ГРАНАТ-Р». Комплексная аппаратура технического контроля скважинного оборудования КСА-Т7М 1-36-120/40 предназначена для геологотехнических исследований при контроле за разработкой скважин с

одновременной регистрацией шести параметров и передачей информации в цифровом коде по одножильному кабелю длиной до 5000 м.

Аппаратура позволила решать задачи: измерение температуры и давления по стволу скважины; определения мест негерметичности обсадной колонны и насосно-компрессорных труб, мест притока пластовых жидкостей и газа через эти негерметичности; определения положения муфтовых соединений и интервалов перфорации; измерения мощности экспозиционной дозы гамма-излучения горных пород; определения профиля притока и процентного содержания воды в нефти.

Прибор «ГРАНАТ-Р» предназначен для исследования профилей отдачи и поглощения в колонне и определения величин расходов воды, нефти и их смесей. Модуль работает в комплексе с аппаратурой типа КСА36 или в автономном режиме.

Механический расходомер представляет собой тахометрический преобразователь скорости потока жидкости или газа. Чувствительным элементом служит турбинка, вращающаяся набегающим потоком того или иного флюида. Частота вращения турбинки преобразуется в электрические сигналы с помощью магнитного прерывателя тока. Частота вращения турбинки пропорциональна величине измеряемого дебита жидкости или газа. Следовательно, чем выше дебит, тем больше импульсов в единицу времени поступит в измерительный канал. Контактный магнитный прерыватель тока обеспечивает стабильную работу прибора при частоте вращения турбинки до 3 000 об/мин. Частота импульсов, поступающих по линии связи на поверхность, преобразуется блоком частотомера в пропорциональную ей величину напряжения, которая фиксируется регистрирующим прибором.

**Результаты исследования.** В скважине 1 были вскрыты пласты АС<sub>9</sub> в интервале 2534.0 - 2539.0 м и АС<sub>10</sub> в интервале 2552.2 - 2554.8 м. По данным окончательного каротажа вскрытые интервалы в литологическом отношении представляют собой глинистые песчаники с глинистыми и уплотненными



прослоями, предположительно нефтенасыщенные, подстилаемые и перекрываемые глинами.

По данным термограммы работают оба пласта. Работа нижнего интервала отмечается на глубине 2554,8 м. резким повышением температуры, вследствие поступления из пласта более высокотемпературной жидкости (дроссельная аномалия). Подошву отдающего интервала определяем по точке максимальной крутизны участка повышения температуры. Кровлю вскрытого интервала пласта АС<sub>10</sub> по данной термограмме отбить не представляется возможным, подошва же четко выделяется на всех проведенных замерах.

Подошва интервала 2534.0 - 2539.0 м. пласта АС<sub>9</sub> определяется по нарушению монотонности термограмм во всех замерах, кроме замера, проведенного через 3 часа после стравливания на глубине 2539.0 м. Кровля этого интервала определяется по данным всех проведенных замеров на глубине 2534.5 м.

На основании данных термометрии мы можем сделать вывод о работе обоих перфорированных интервалов, но не в состоянии отбить кровлю интервала пласта АС<sub>10</sub>, сделать вывод о характере пластового флюида и дебите скважины.

Так как интервалы притока жидкости по показаниям термокондуктивного дебитомера выделяется снижением показаний от кровли к подошве на подъеме прибора, то границы притока в пласте АС<sub>10</sub> скв.1 можно определить на глубине 2552.6 - 25 54, 8 м.; в пласте АС<sub>9</sub> при замере, сделанном через 1 ч. 50 мин. в интервале 2533,0 - 2537,6 м., а при замере, сделанном через 3 ч. 50 мин. в интервале 2533,2 - 2539.0 м.

Исходя из полученных с помощью термокондуктивного дебитомера данных мы получили возможность определить кровлю работающего интервала пласта АС<sub>10</sub>, а также отметить, что выделенные границы притока

флюида в пласте АС<sub>10</sub> с течением времени остаются неизменными, а в пласте АС<sub>9</sub> через 3 часа после стравливания начинает работать интервал 2538,4 - 2539,2м.

В данном случае запись, сделанная механическим расходомером в скважине 1, позволяет выявить не только общие границы работающих интервалов, но и границы работающих пропластков, а также определить их мгновенный и долевой дебит.

Четко выделяется подошва работающего интервала пласта АС<sub>10</sub> на глубине 2554,8м. и подошвы рабочих интервалов в пласте АС<sub>9</sub> на глубине 2537,8; 2536,4;2535,4м. По данным механического расходомера интервал 2538.6 - 2539.2 м. показывает отсутствие притока.

При записи резистивиметром четко выделяется граница между средами резким перепадом показаний значений прибора в сторону снижения проводимости. Первый такой перепад в скважине 1 наблюдается на глубине 2554,8м., что соответствует подошве перфорированного интервала пласта АС<sub>10</sub>. Второй резкий скачок наблюдается на глубине 2535м., в интервале пласта АС<sub>9</sub>. Далее значения электропроводности продолжает падать, что позволяет сделать вывод об уменьшении минерализации поступающей из пласта жидкости и об увеличении доли нефти в составе флюида. Эти же глубины отбиваются при замере резистивиметром через 1 ч.50 мин. после стравливания. Так как резистивиметрия является количественным методом мы можем замерить изменение значений минерализации флюида в работающих интервалах и сравнить их с значениями ниже подошвы перфорированного интервала пласта АС<sub>10</sub>.

Таким образом, по результатам измерений механическими и термокондуктивными расходомерами, а также по данным метода высокочувствительной термометрии определены отдающие и поглощающие

интервалы пласта и получен профили притока (дебита) или приемистости жидкостей по мощности работающего пласта.

**Заключение.** В скважине 1 Эксплуатационного месторождения работают оба пласта перфорированных АС<sub>9</sub> в интервале 2534,0 - 2539,0, пласт АС<sub>10</sub> в интервале 2552,2 - 2554,8. Характер насыщения пластов АС<sub>9</sub> и АС<sub>10</sub> определен соответственно как нефтяной и водо-нефтяной. В пласте АС<sub>9</sub> продуктивными являются интервалы 2534,6 - 2535,4; 2535,8 - 2536,4; 2536,8 - 2537,8 - дающие приток соответственно 4,5; 1,7; 2,5 м<sup>3</sup>/сут. Определено значение минерализации пластовых флюидов пластов АС<sub>9</sub> и АС<sub>10</sub> - 45г/л/см<sup>3</sup> и 55 г/л/см<sup>3</sup> соответственно. В интервале 2538,6 - 2539,2 выявлено отсутствие притока. В пласте АС<sub>10</sub> продуктивными являются интервал 2552,4 - 2554,4 дающий 8,1 м<sup>3</sup>/сут. водо-нефтяной смеси. По полученным данным выстроен профиль притока скважины.

Исследования, проведенные в скважине 1 Эксплуатационного месторождения подтверждают необходимость применения при контроле за разработкой нескольких продуктивных интервалов различных геофизических методов. Только комплексирование полученных данных позволило сделать выше изложенные выводы. Обоснованный подбор комплекса методов геофизического исследования скважин при контроле разработки позволяет получить наиболее полную и точную информацию о наличии и работе продуктивных интервалов, о проходящих в скважине процессах и их динамике и оптимизировать их дальнейшую разработку.