

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

Кафедра геофизики

**«Комплексирование методов промысловой геофизики
для определения технического состояния ствола скважин,
выявления заколонных перетоков, источников обводнения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студентки 4 курса 403 группы очной формы обучения
геологического факультета
направление 05.03.01 «Геология»
профиль «Нефтегазовая геофизика»
Котрич Ангелины Владимировны

Научный руководитель

кандидат геол.-мин.наук, доцент

подпись, дата

Б.А. Головин

Зав. кафедрой

кандидат геол.-мин.наук, доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2020

Введение. Актуальность определения интервалов нарушения эксплуатационной колонны возрастает из года в год в связи с естественным старением фонда скважин, а, следовательно, возрастанием степени коррозии и усталостным фактором обсадных колонн. В процессе производственных работ в таких скважинах часто происходят аварийные ситуации и ухудшаются эксплуатационные характеристики, вследствие нарушения конструкции скважины. Для выявления этих нарушений применяются геофизические методы определения технического состояния колонн.

Целью выпускной квалификационной работы является определение мест притока и поглощения, выявления нарушений герметичности обсадных труб и заколонных перетоков, выявление дефектов в обсадных и насосно-компрессорных трубах с использованием аппаратуры электромагнитной дефектоскопии ЭМДСТ-МП на примере Николаевского месторождения Саратовской области.

Для достижения указанной цели в процессе написания данной квалификационной работы автором были поставлены следующие **задачи**:

- изучить соответствующую профильную литературу;
- изучить геолого-геофизическую характеристику района работ;
- провести систематизацию, закрепление и углубление теоретических знаний по геофизическим методам определения технического состояния колонн;
- провести оценку состояния заколонного пространства;
- определить качество цементирования эксплуатационной колонны по методу АКЦ;
- выделить пласт - коллектор по приемистости;
- построить корреляционную схему пласта песчаника тульского горизонта по трем скважинам Николаевского месторождения.

Материал для выпускной квалификационной работы автор получил, работая в компании АО «ГЕОФИЗСЕРВИС» в городе Саратове.

В качестве конкретного материала используются: данные ГИС по исследованию технического состояния эксплуатационной колонны по скважине № 12 Николаевской площади; обзорная карта – схема месторождений углеводородного сырья на территории Саратовской области; тектоническая схема Саратовской области; сводный геолого–геофизический разрез Николаевского месторождения; комплексы ГИС по скважинам №№ 12, 15, 17 Николаевской площади.

В настоящей выпускной квалификационной работе было написано три главы:

- 1 Геолого-геофизическая характеристика района работ;
- 2 Методика выполнения работы;
- 3 Результаты исследований.

Основное содержание работы. Первый раздел. В геолого-геофизической характеристике района работ приводятся общие сведения о территории исследования. В административном отношении Николаевское месторождение расположено в Татищевском районе в 47 км северо-западнее г. Саратова.

Геологический разрез района, на территории которого расположено Николаевское месторождение, представлен породами складчатого фундамента архейско-протерозойского возраста и осадочными породами рифейского, палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов. В разрезе месторождения полностью отсутствуют отложения нижнего отдела девона, перми, триаса, нижнего отдела юры.

Вскрытый бурением разрез характеризуется ритмичным строением, которое выражается в чередовании терригенных и карбонатных толщ различной толщины, генезиса и состава. Основные отражающие горизонты разреза связаны с границами раздела терригенных и карбонатных пород. В разрезе установлены локальные и региональные перерывы, основными из которых являются: предсреднедевонский, предтиманский, предвизейский, предверейский, предмезозойский, преднеогеновый.

Участок работ в современном структурном плане расположен в Рязано-Саратовском прогибе, на стыке тектонических элементов II-го порядка - Аткарской впадины и Саратовских дислокаций. Южнее участка находится Елшано-Сергиевская дислокация.

В результате поискового, разведочного и эксплуатационного бурения, промыслово-геофизических исследований и опробовательских работ на Николаевской площади выявлены три продуктивных горизонта: тульский (V пласт), бобриковский и тиманско-пашийский, при опробовании которых получены промышленные притоки нефти и газа. По данным промыслово-геофизических исследований и опробовательских работ на месторождении, кроме указанных продуктивных пластов, по другим отложениям нефтегазопроявлений не отмечалось.

Залежи пластовые, сводовые, литологически ограниченные. Эффективная газонасыщенная толщина пласта в скважине составляет 1,6 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины в скважинах меняются в диапазоне 0,7-31,7 м, газонасыщенные толщины по скважинам меняются от 0,5 м до 5,3 м.

Второй раздел. В методике выполнения работы дается краткое описание геофизических методов контроля технического состояния обсадных колонн и цементного камня в затрубном пространстве.

Данные исследования предназначены для оценки целостности и несущей способности обсадной колонны и герметичности затрубного пространства как основных элементов скважины, обеспечивающих ее работоспособность в соответствии с запланированными технологическими нагрузками и выполнение природоохранных задач.

Общие исследования выполняются комплексным прибором, в который входят гамма-каротаж (ГК) для привязки полученных данных к разрезу, локация муфт (ЛМ), термометрия, термодобитометрия (СТД), механическая расходомерия (РМ), влагометрия (ВМ), индукционная резистивиметрия (РИ), барометрия (БМ), а также дополняют методами акустической цементометрии

(АКЦ), гамма-гамма-цементометрей (СГДТ) и электромагнитной дефектоскопией (ЭМДСТ).

Гамма – каротаж (ГК) используется для привязки геофизического материала к литологическому разрезу скважины, а также для определения принимающих и обводненных интервалов по радиогеохимическому эффекту (РГЭ) и при использовании метода закачки изотопов.

Магнитная локация муфт (ЛМ) используется для привязки диаграмм по глубине по положению муфтовых соединений колонны; для отбивки глубины забоя; определения положения низа НКТ и пусковых муфт; определение положения перфорированных интервалов в колонне.

Термометрия является одним из основных методов в полном комплексе исследований скважин при исследовании эксплуатационных характеристик пласта. Термические исследования основаны на изучении характера распространения в скважинах естественных и искусственных тепловых полей. Термометрия применяется для выделения работающих (отдающих и принимающих) пластов; выявления заколонных перетоков снизу и сверху; выявления внутриколонных перетоков между пластами; определения мест негерметичности обсадной колонны, НКТ и забоя скважины; определения нефте-газо-водопритоков; выявления обводненных пластов; определения динамического уровня жидкости и нефтеводораздела в межтрубном пространстве; контроля работы и местоположения глубинного насоса; определения местоположения мандрелей и низа НКТ; оценки расхода жидкости в скважине, оценка $P_{пл}$ и $P_{нас}$; определение $T_{заб}$ и $T_{пл}$; контроля за перфорацией колонны; контроля за гидроразрывом пласта.

Метод термодобитометрии основан на зависимости между количеством тепла, теряемым непрерывно нагреваемым или же предварительно нагретым телом, и скоростью потока газа или жидкости, в котором это тело находится.

Измерения механическими расходомерами производят для выделения интервалов притока или приемистости в действующих скважинах; выявление перетока между перфорированными пластами по стволу скважины после ее

остановки; распределение общего дебита или расхода по отдельным пластам, разделенным неперфорированными интервалами; получение профиля притока или приемистости пласта по его отдельным интервалам.

Метод влагометрии применяют для определения состава флюидов в стволе скважины; выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти, газа и их смесей; установления мест негерметичности обсадной колонны; при благоприятных условиях – для определения обводненности (объемного содержания воды) продукции в нефтяной и газовой скважинах.

Индукционная резистивиметрия применяется для определения состава флюидов в стволе скважины; выявления в гидрофильной среде интервалов притока воды, включая притоки слабой интенсивности; оценки минерализации воды на забое; установления мест негерметичности колонны; разделения гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяных эмульсий.

Метод барометрии применяют для определения абсолютных значений забойного и 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.

Задачами исследований электромагнитной дефектоскопии (ЭМДСТ) являются выявление местоположения башмака и муфт обсадной колонны (кондуктора, технической), размещенной за колонной, в которой ведутся исследования; определения толщины стенок обсадных труб; выявления положения и размеров продольных и поперечных дефектов, смятий и разрывов отдельных труб; оценка положения муфтовых соединений и качества свинчивания труб в муфтах.

Метод акустической цементометрии (АКЦ) применяют: для установления высоты подъема цемента; определения степени заполнения затрубного

пространства цементом; количественной оценки сцепления цемента с обсадной колонной и качественной оценки сцепления цемента в горной породой.

Гамма-гамма - цементометрия (СГДТ) метод, который позволяет установить высоту подъема цемента; определить наличие цемента и характер его распределения в интервале цементации; фиксировать наличие переходной зоны от цементного камня к раствору (гель-цемент); выявить в цементном камне небольшие раковины и каналы; определить эксцентриситет колонны.

Методическими основами исследований и интерпретации метода термометрии является выделение работающих пластов. Приток жидкости из перфорированных интервалов характеризуется дроссельным и калориметрическим эффектами. Приток из перфорированного пласта отмечается изменением температуры относительно геотермического распределения против перфорированного пласта; изломом термограммы (изменение температурного градиента) относительно геотермы; плавной затянутостью температурной кривой между перфорированными пластами.

Признаки нарушения герметичности обсадной колонны на термограммах те же, что и при выделении работающих пластов, а аномалии также обусловлены дроссельным и калориметрическим эффектами. Обычно в зумпфе нарушение отмечается аномалией дроссельного разогрева, выше перфорированных пластов – аномалией калориметрического смешивания.

Признаками перетока жидкости за колонной снизу являются: нарушение геотермического распределения температуры в зумпфе скважины, которое не согласуется с теоретическими представлениями; немонотонное распределение температуры в зумпфе скважины; аномалия калориметрического смешивания в подошвенной части нижнего перфорированного пласта.

Выделение интервалов притока по методы расходомерии. Признаком притока из перфорированного пласта по механическому расходомеру является изменение счета против перфорированного пласта относительно показаний в зумпфе (для нижнего интервала) и относительно показаний ниже подошвенной части исследуемого пласта. Из-за наличия порога срабатывания вертушки

слабо отдающие пласты могут не отмечаться на диаграммах расходомерии. В таких случаях можно использовать более чувствительный метод СТД.

Нарушение колонны отмечается притоком жидкости в скважину из неперфорированных интервалов, признаком которого является изменение счета относительно уровня показаний ниже по глубине.

Резистивиметрия. При контакте однородных жидкостей (нефть, вода) на кривых резистивиметрии границы между средами с различной электропроводностью отмечается скачком, вид кривых гладкий. Гидрофильные смеси отмечаются или высокой проводимостью (кривая имеет пилообразный вид с выбросами в сторону снижения проводимости – капельная нефть в воде), или резкими изменениями электропроводимости большой амплитуды (слоистая нефть в воде).

Резистивиметр реагирует на слабые притоки нефти при большом содержании воды в колонне и обладает высокой чувствительностью к изменениям минерализации воды.

Третий раздел. В результатах работы отражены результаты проведенных исследований. На скважине № 12 Николаевского месторождения были произведены исследования с целью определения технического состояния эксплуатационной колонны.

В данной скважине были проведены замеры термометрии на спуске, замеры ГК и ЛМ, дефектоскопия прибором ЭМДСТ – МП в интервале 20.0 – 1461.0м.

По данным термометрии уровень жидкости в скважине отбивается на глубине 794.2м. Фоновое распределение температур полностью не сформировано – наблюдается остаточная температурная аномалия от работы ЭЦН на глубине 1285.8м. Остановка прибора при записи ГК, ЛМ отбивается на глубине 1462.3м. Башмак НКТ отбивается на глубине 24.0м.

По результатам замера дефектоскопии в интервале 1165.0 -1168.0м нарушение целостности колонны с потерей герметичности.

Сильный коррозионный износ, дефекты муфтовых соединений с неопределенной герметичностью на глубинах 1276.5 м, 1287.0 – 1287.9 м . Дефекты колонны с потерей герметичности в интервалах 1283.0 – 1283.8м, 1286.0 – 1286.6м, 1297.8 – 1298.8м.

Выводы о потере герметичности в интервалах нарушений целостности колоны сделаны на основании величин амплитуд аномалий кривых дефектов и толщин.

Продуктивным является пласт песчаника тульского горизонта. Он перфорирован в интервалах глубин 1456 – 1459м, 1461 – 1463м.

Установлено, что забой аварийный на глубине 1502.0м.

По данным дефектоскопии колонна подверглась коррозионному износу. Были выявлены интервалы нарушения целостности колонны с потерей герметичности, не связанные с зонами перфорации.

На скважине № 12 Николаевского месторождения были произведены исследования с целью определения качества цементирования эксплуатационной колонны методами АКЦ, ФКД. Интервал исследования 794.8 – 1471м. Прибор АК4 – 841. В интервале 1278 – 1296 м характеристика сплошного контакта с колонной возможно влияние зон негерметичности колонны. В интервале 1430 -1463 м, также характеристика сплошного контакта с колонной возможно влияние зон перфорации и негерметичности.

В дополнение были произведены исследования профиля поглощения в скважинах Николаевской площади №№12, 15, 17.

Объектом исследования являлся пласт песчаника тульского горизонта.

Для этого был выполнен комплекс ГИС комплексным прибором контроля за разработкой. Основным информационным методом является метод термодобитометрии (СТД).

Установлено, что в скважине № 12 принимает интервал глубин 1462.0 – 1464.0м. В скважине № 15 принимает интервал 1443.0 – 1448.0м. В скважине №17 принимает интервал 1452.0- 1455.0м.

Проведена корреляция принимающих интервалов с привязкой к данным ГИС открытого ствола.

По имеющимся данным приемистость отмечается во всех исследуемых скважинах. Как принимающая выделена верхняя часть коллекторской мощности пласта скважин № 12 и № 15.

Рекомендуется проведение дополнительного вскрытия интервалов для увеличения приемистости.

Заключение. Николаевское месторождение вступило в позднюю стадию эксплуатации. На его территории в настоящее время находится в эксплуатации больше 70% скважин, которые служат более 30 лет. Поддержание экономически рентабельного уровня добычи нефти требует регулярного контроля за техническим состоянием скважин. Поэтому объем исследований промыслово-геофизическими методами неуклонно растет. Одновременно геофизики разрабатывают и внедряют новые совершенные методы и приборы, позволяющие решать более сложные задачи.

В результате был изучен комплекс ГИС методов по скважинам Николаевского месторождения. Решены поставленные в работе задачи. Выявлены продуктивные горизонты, такие как: тульский (V пласт), бобриковский и тиманско-пашийский, при опробовании которых получены промышленные притоки нефти и газа. Также выделены места негерметичности колонны и участки отсутствия качественного цементирования. Построена корреляционная схема выявленного пласта - коллектора по приемистости по скважинам №№ 12, 15, 17.

Знание технического состояния эксплуатационных и нагнетательных скважин позволяет продлевать срок их службы и тем самым сокращать экономические потери на бурение дополнительных добывающих скважин.