

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬ-
НОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГОСУ-
ДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Выявление негерметичности обсадных колонн скважин комплексом
ГИС (на примере Степновского ПХГ)»**

АВТОРЕФЕРАТ К ДИПЛОМНОЙ РАБОТЕ

Студента 6 курса, 631 группы
020302 специальности геофизика
геологического факультета
Ишина Сергея Петровича

Научный руководитель

к.г.-м.н., доцент _____ Калининкова М.В.

Зав. кафедрой

к.г.-м.н., доцент _____ Волкова Е.Н.

Саратов 2016

Введение. Актуальность работы определяется наличием на территории Саратовской области целого ряда старейших природных хранилищ газа (ПХГ). При этом значительное количество скважин ПХГ имеют большой срок эксплуатации, так например, из скважин эксплуатационного и наблюдательного фонда половина скважин эксплуатируется более 25 лет. Наличие знакопеременных нагрузок при закачке и отборе газа и естественное «старение» цементного камня, износ колонны и муфтовых соединений, являются факторами риска, способствующими возникновению негерметичности эксплуатационных скважин, что делает актуальной тему дипломной работы.

Объектом исследования данной работы является Степновское ПХГ по причине его длительной эксплуатации, в 2-3 раза превышающей обычные сроки разработки газовых месторождений.

Целью дипломной работы является обнаружение негерметичности обсадных колонн на скважинах СПХГ методами ГИС, что в свою очередь подразумевает решение следующих задач:

- изучить геологическое строение Степновского ПХГ;
- представить теоретические основы методов комплекса ГИС проводимого в скважинах СПХГ;
- выявить негерметичность в обсадных колоннах скважин комплексом ГИС;
- выявить нарушения герметичности обсадных колонн и муфтовых соединений по данным термометрии на примере четырех скважин Степновского ПХГ;
- провести контроль качества изоляционных работ.

В дипломной работе рассмотрена методика обнаружения негерметичности обсадных колонн на скважинах Степновского ПХГ, заключающаяся в использовании комплекса методов ГИС таких как: высокочувствительную термометрию, акустическую шумометрию, фазо-корреляционные диаграммы акустического каротажа, магнито-импульсную дефектоскопию, гамма каротаж и нейтронный гамма каротаж, высокочастотный многодатчиковый аку-

стический дефектомер, локатор муфт.

Особое внимание в работе уделено термическим исследованиям скважин, так как по сравнению с другими методами контроля за разработкой месторождений они имеют ряд преимуществ: возможность исследования интервалов скважин, перекрытых насосно-компрессорными трубами (НКТ); возможность получения данных о работе пластов, не доступных для исследования в действующей скважине; выявление интервалов обводнения независимо от минерализации воды, обводняющей пласт; возможность более точного определения подошвы нижнего отдающего (поглощающего) интервала в действующей скважине по сравнению с методами потокометрии и плотнометрии; возможность определения пластового давления без длительных остановок добывающих скважин.

Содержание работы. Степновское подземное хранилище газа по своему административному положению расположено на территории Советского района в двенадцати километрах к востоку от рабочего поселка Степное. Степновское подземное хранилище газа, созданное на базе выработанного одноименного нефтегазоконденсатного месторождения, располагается на территории Советского района Саратовской области на равнинной левобережной части р. Волги. Степновское поднятие выявлено в 1951г. В 1953 году получен первый газ, а с 1958 года началась промышленная эксплуатация месторождения. С 1973 года Степновское НГКМ используется как природное хранилище газа.

В строении Степновского поднятия принимают участие пять структурных этажей (ярусов): рифейский, девонский, верхнепалеозойский, мезозойский и неоген-четвертичный.

Степновское поднятие входит в состав Советско-Степновского вала протяженностью 60 км, Степновское поднятие относится к юго-восточной части Рязано-Саратовского прогиба, разделяющего Воронежский и Токмакский своды, составные части юго-востока Русской платформы.

В нефтегазоносном отношении на Степновской структуре установлено: три газоконденсатных залежи в бобриковском и малевском горизонтах нижнего карбона и мосоловском горизонте девона; четыре нефтегазоконденсатные залежи в ардатовском и воробьевском горизонтах среднего девона.

Состав комплекса ГИС на Степновском ПХГ включает в себя следующие методы: высоко чувствительную термометрию, акустическую шумометрию, фазо-корреляционные диаграммы акустического каротажа, магнито-импульсную дефектоскопию, гамма каротаж и нейтронный гамма каротаж, высокочастотный многодатчиковый акустический дефектомер, локатор муфт. В работе дана краткая характеристика применяемых методов.

Особое внимание в работе уделено термическим исследованиям скважин, так как по сравнению с другими методами контроля за разработкой месторождений они имеют ряд преимуществ: возможность исследования интервалов скважин, перекрытых насосно-компрессорными трубами (НКТ); возможность получения данных о работе пластов, не доступных для исследования в действующей скважине и многое др.

Термические методы исследования разрезов скважин основаны на изучении распространения в скважинах и окружающих их горных породах естественных и искусственных тепловых полей. Распределение естественной температуры пород по глубине характеризуется геотермой – температурной кривой, записанной в простаивающей скважине, удаленной от мест закачки и отбора флюида. Геотерма принимается за базисную температурную кривую. Сопоставление термограмм скважин с геотермой позволяет по расхождению между ними выделять интервалы нарушения теплового равновесия, вызванного процессами, происходящими в пласте и стволе скважины, и по характерным отличиям судить о причине нарушения теплового равновесия. Величина, обратная геотермическому градиенту, называется геотермической ступенью.

Геотермический градиент в интервале глубин, доступных современным

наблюдениям, варьируется в среднем от 0,67 до 10⁰С/100м, геотермическая ступень – от 10 до 150 м/⁰С. Максимальные температуры на глубинах порядка 3000 – 7000м достигают 200⁰С и больше.

Исследование локальных тепловых полей на нефтегазовых месторождениях позволяет обнаружить места выделения газа из пластов в скважину. Вследствие расширения газа при его выделении из пласта происходит поглощение тепла и понижение температуры бурового раствора. Это так называемый «дроссельный эффект». Величина температурной аномалии определяется коэффициентом Джоуля-Томпсона и зависит от перепада давления между скважиной и пластом.

Для расширяющегося газа этот коэффициент Джоуля-Томпсона положителен, для жидкости – отрицателен. Благодаря этому места нарушения целостности обсадных колонн выделяются положительными температурными аномалиями при компрессировании скважин. По мере увеличения времени между откачкой и замером температуры аномалия уменьшается за счет охлаждения жидкости в скважине, и температурная кривая приближается к геотермограмме.

Метод акустической шумометрии основан на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды. Чувствительным элементом акустической шумометрии является пьезоэлектрический преобразователь (гидрофон), расположенный в отдельном модуле сборки «притока-состава» или конструктивно совмещённый с одним из приёмников акустической цементометрии .

Фазо-корреляционная диаграмма (ФКД) – вид регистрации в акустическом каротаже, основанный на корреляции равных фаз (осей синфазности) блока волновых картин. Акустический каротаж, основан на изучении акустических свойств (скоростей распространения и затухания упругих волн) горных пород, пересечённых скважиной.

Метод гамма-каротажа основан на измерении естественного гамма-излучения горных пород. Измеряемая величина – скорость счета в импульсах в минуту (имп/мин). Основная расчетная величина – мощность экспозиционной дозы в микрорентгенах в час. Измерительная установка ГК состоит из детектора(ов) гамма-квантов и электронной схемы. Точкой записи является середина детектора.

Метод нейтронного каротажа основан на облучении скважины и пород нейтронами от стационарного ампульного источника и измерении плотностей потоков надтепловых и тепловых нейтронов и (или) гамма-квантов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов. Измеряемая величина – скорость счета в импульсах в минуту (имп/мин); расчетная величина – водородосодержание пород в стандартных условиях в процентах. Переход от скорости счета к геофизическим характеристикам пород и их геологическим параметрам осуществляют с использованием зависимостей между показаниями скважинных приборов и указанными характеристиками или параметрами, установленными на моделях пород, пересеченных скважиной, или методами математического моделирования.

Метод магнито - импульсной дефектоскопии (МИД) скважин основан на изучении вихревого электромагнитного поля, возбуждаемого генераторной катушкой, которая помещена внутрь системы обсадных колонн и насосно-компрессорных труб. Характеристики этого поля существенно зависят от толщины стенок труб, диаметра труб, электромагнитных свойств (удельная электрическая проводимость и магнитная проницаемость) материала, из которого изготовлены трубы, а также от конструкции применяемого зонда в скважинном приборе. Временное разделение сигналов позволяет производить зондирование многоколонных конструкций. Это осуществляется выбором длительности электромагнитного импульса и паузы, во время которой регистрируют информацию, и конструкции зондовой установки.

Высокочастотный многодатчиковый акустический дефектомер (ВАД). Принцип действия состоит в следующем. Двенадцать ультразвуковых датчиков излучают короткие акустические сигналы по направлению к колонне и принимают отраженные от колонны сигналы. Эти датчики размещены попарно на спиральном участке длиной 25 см корпуса зонда. Тринадцатый датчик в нижней части зонда используется в качестве эталонного датчика для измерения скорости и затухания акустических сигналов в жидкости скважины. Реверберация энергии внутри колонны регулируется локальным акустическим сопротивлением столба бурового раствора, колонны и цемента или жидкости в каждом секторе затрубного пространства. Реверберационная энергия передается из колонны в среду затрубного кольцевого пространства и возвращается в датчик. Затухание отраженного сигнала регулируется акустическим сопротивлением цемента. На волновой картине, таким образом, будет последовательность колебаний, интервал между которыми определяется по двойному времени прохождения через стенку колонны. В случае открытой трубы с буровым раствором с обеих сторон затухание происходит медленно. В случае цементированного затрубного пространства скорость затухания высокая вследствие большего акустического сопротивления цемента. Данный метод позволяет определять степень изношенности колонны и места не герметичности по 12 направлениям, в отличие от остальных радиальных методов.

Метод электромагнитной локации муфт (ЛМ) основан на регистрации изменения магнитной проводимости металла бурильных труб, обсадной колонны и насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их сплошности. Детектор (датчик) локатора муфт представляет собой дифференциальную магнитную систему, которая состоит из многослойной катушки с сердечником и двух постоянных магнитов, создающих в катушке и вокруг нее постоянное магнитное поле. При перемещении локатора вдоль колонны в местах нарушения сплошности труб происходит перераспределение магнитного потока и индуцирование ЭДС в измерительной катушке.

Для определения технического состояния обсадных колонн, причин возникновения межколонных флюидопроявлений, определения мест негерметичности было разработано и внедрено в эксплуатацию Степновского подземного хранилища газа, несколько методик проведения ГИС.

1. Работы с агрегатом при закачке воды в ствол скважины (при капитальном ремонте, после изоляции интервала перфорации);
2. Стравливание межколонных давлений (при их значительной величине (в газовой среде)) с целью определения заколонных перетоков и мест негерметичности.
3. Нагнетание воздуха компрессором в межколонное пространство.

В зависимости от скважинных условий и поставленной задачи при проведении ГИС разрабатывается индивидуальный комплекс для каждой скважины и соответственно применяется одна из вышеуказанных методик.

Объединяющим условием является проведение фонового замера (после остановки скважины не менее чем на 24 часа) и затем замеров при создании депрессии на ствол скважины или межколонное пространство.

Место негерметичности определяется по резкой границе возрастания теплового поля по отношению к фоновому замеру, ниже места негерметичности тепловое поле не изменяется. Для однозначности получения результатов закачка воды повторяется несколько раз.

Следует отметить, на глубинах резкого изменения теплового поля наблюдается изменение магнитных свойств по локатору муфт.

Результаты работы. На основе описанного выше комплекса методов ГИС и методики интерпретации было изучено 4 скважины Степновского ПХГ : скважины №59, №472, №476, №482.

Скважина №59 СПХГ находилась в эксплуатации с НКТ, заполнение скважины – газ. При проведении термометрии тепловое поле в скважине искажено в нескольких интервалах. Отрицательные аномалии наблюдаются на глубинах 13.0, 38.5, 62.3м. При этом на диаграммах дефектоскопии можно видеть характерное увеличение показаний. Однако, однозначно определить

причину искажения теплового поля при наличии НКТ и при условии эксплуатации скважины №59 не представлялось возможным.

О наличии негерметичности колонны можно судить по совокупности комплекса факторов:

- по изменению теплового поля;
- по наличию зоны загазованности заколонного пространства;
- по наличию аномалии по МИД (уменьшение толщины);
- по наличию межколонных давлений между 168 и 245мм колоннами.

Зона загазованности заколонного пространства отчетливо проявляется на временных замерах нейтронного гамма каротажа повышенными показаниями в интервалах глубин 10-13 м и от 60 до 160 м. При этом на диаграмме термометрии эти интервалы отмечаются отрицательной локальной аномалией.

По данным проведенного комплекса ГИС: термометрия, гамма каротаж (ГК), нейтронный гамма каротаж (НГК), фазо-корреляционные диаграммы (ФКД), высокочастотный многодатчиковый акустический дефектомер (ВАД), магнито-импульсная дефектоскопия (МИД), локатор муфт (ЛМ) в скважине №59 было выявлено следующее:

- интервале глубин: 2.1-11.1м отмечается неоднородность колонны (коррозионный износ, первая труба эксплуатационной колонны в интервале глубин: 2.1-11.1м);
- по данным магнито - импульсной дефектоскопии признаки коррозионного износа 168мм колонны отмечаются в интервале глубин 3.8-6.6м;
- отмечается возможный недоворот муфтовых соединений 168мм колонны на глубинах 82.4, 92.9м.

Далее в скважине № 59 были проведены работы с нагнетанием азота компрессором в межколонное пространство, для определения связи межколонного пространства со стволом скважины, по результатам работ было выявлено следующее:

- место негерметичности эксплуатационной колонны наблюдается на глубине 6.0м (первая труба эксплуатационной колонны в интервале глубин 2.1-11.1м);
- отмечается изменение теплового поля, характерное для негерметичности муфтовых соединений 168мм колонны на глубинах 82.4, 92.9м;
- признаки возможной негерметичности муфтового соединения 273мм колонны на глубине 64.8м;
- по данным магнито - импульсной дефектоскопии признаки коррозионного износа 168мм колонны (по уточненным данным) отмечаются в интервале глубин 3.8-6.6м;
- по данным ФКД также отмечаются признаки газопроявления в интервале 2.1-6.0м (полное затухание акустического сигнала в процессе закачки газа в МКП из-за его поступления в ствол скважины, ниже глубины 6.0м влияние газа неотмечается);

Обнаружение негерметичности в муфтовых соединениях в обсадных колоннах скважины № 59 СПХГ в свою очередь подразумевало контроль качества изоляционных работ проведенных в скважине. В исследуемой скважине было сделано предположение о том, что на глубине 13м наблюдается возможный дефект муфтового соединения. Данный вывод подтвердился результатами сопоставления зарегистрированного теплового поля относительно фонового замера.

С целью изучения технического состояния скважины № 472 были проведены замеры термометра в интервале 0-56м скважины. По результатам работ при данном режиме исследования отмечается негерметичность муфтового соединения эксплуатационной колонны на глубине 21.7м

В скважине № 476 проведены замеры термометра в интервале 0-56м скважины. Установлено, что во - первых, отмечается негерметичность муфтового соединения эксплуатационной колонны на глубине 33.2м.; во - вторых отмечается негерметичность муфтового соединения эксплуатационной колонны на глубине 44.5м.

В скважине № 482 замеры термометра проводились в интервале 0-964м. По результатам работ при данном режиме исследования: отмечается негерметичность муфтового соединения эксплуатационной колонны на глубине 923.6м; отмечается негерметичность муфтового соединения эксплуатационной колонны на глубине 936м.

По итогам данных термометрии по скважинам №472, №476, №482 было рекомендовано: устранить межколонные флюидопроявления путем герметизации муфтовых соединений.

Заключение. В настоящее время Степновское ПХГ играет большую роль в вопросах хранения углеводородов. Поэтому для его долговременной эксплуатации необходима детальная и точная характеристика дефектов скважин.

В дипломной работе в результате интерпретации данных комплекса методов ГИС, применяемых при контроле за разработкой месторождений, проведенных в скважинах СПХГ получены следующие результаты:

- обнаружены места негерметичности муфтовых соединений эксплуатационной колонны скважины №59;
- выявлены нарушения герметичности обсадных колонн и муфтовых соединений по данным термометрии в скважинах №472, №476, №482 Степновского ПХГ;
- проведен контроль качества изоляционных работ путем анализа фоновых и рабочих замеров параметров теплового поля, подтвердивший эффективность проведенных в скважине ремонтных работ.