

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

Кафедра геофизики

**«Исследование скважин методом термометрии
(на примере Степновского ПХГ)»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 431 группы очной формы обучения
геологического факультета
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис
нефтегазовых скважин»
Алшармани Хасан Аднан Аббас

Научный руководитель

кандидат геол.-минерал. наук, доцент _____
подпись, дата

М.В. Калининкова

Зав. кафедрой

кандидат геол.-мин.наук, доцент _____
подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2020

Введение. Одним из направлений промыслово-геофизических работ является детальное исследование разрезов скважин. Для решения этой задачи используются параметры физических полей различной природы. Одним из которых, являются тепловые свойства пород (теплопроводность или тепловое сопротивление и температуропроводность), определяемые по данным термических исследований скважин с установившимся или неустановившимся тепловым режимом.

Тепловые характеристики в комплексе с другими петрофизическими параметрами пород позволяют решать следующие задачи: 1) литологическое расчленение разрезов скважин; 2) выявление коллекторов; 3) поиски полезных ископаемых, контроль за техническим состоянием скважин.

На территории Саратовской области расположен целый ряд старейших природных хранилищ газа (ПХГ). При этом значительное количество скважин 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 выпускной квалификационной работы.

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

Целью работы является изучение технического состояния скважин методом термометрии на примере Степновского ПХГ.

Для решения данной цели были поставлены следующие **задачи**:

- 1) изучить геолого-геофизическую характеристику СПХГ;
- 2) изучить методику определения естественной температуры пород на заданной глубине;

3) описать методику интерпретации разрезов скважин при исследовании тепловых полей;

4) выявить нарушения герметичности обсадных колонн и муфтовых соединений по данным термометрии на примере четырех скважин Степновского ПХГ.

Данная работа включает введение, 4 раздела, заключение, список используемых источников.

Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района «Степновское ПХГ»

Раздел 2 «Термодинамические процессы в скважине и в пласте»

Раздел 3 «Методика исследования»

Раздел 4 «Результаты работы»

Основное содержание работы. Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика района «Степновское ПХГ» содержит 4 подраздела.

Подраздел 1.1 «Общие сведения». Содержит общие сведения о территории исследования. Степновское подземное хранилище газа (СПХГ) расположено на равнинной левобережной части р. Волги, в 55 км к юго-востоку от г. Энгельса. Степновская структура была выявлена сейсморазведочными работами МОВ, проведенных в 1950-1951 годах, и подтверждена структурным и разведочным бурением, проведенным в 1951-58 годах, наличием поднятия как по палеозойским, так и мезозойским реперам.

Во втором подразделе 1.2 «Литолого - стратиграфическая характеристика», приведено описание литолого-стратиграфического разреза СПХГ. Разрез Степновского месторождения сложен отложениями девонской, каменноугольной и пермской систем палеозойской эратемы, юрской и меловой систем мезозойской эратемы, неогеновой и четвертичной систем кайнозойской эратемы.

В подразделе 1.3 «Тектоника» приведены данные о структурном плане изучаемой площади. Степновский сложный вал является погребенным тектоническим элементом древнего (средне-верхне-девонского) времени формирования, заложенным на рифейском основании и претерпевшим несколько структуроформирующих фаз в предтиманское, предфаменское, предъюрское и преднеогеновое время.

Большая часть Степновского вала, в том числе и рассматриваемый участок, в позднедевонское время пережили длительный период континентального развития. Вследствие этого, разрезы карбонатного девона резко сокращены (выпадают в результате передфаменского размыва).

Степновское поднятие входит в состав Степновского сложного вала - структуры II порядка, включающего две тектонические линии:: Степновско – Фурманскую и Советско – Генеральскую. К первой из них относится пять локальных поднятий (с юго-востока на северо-запад): Любимовское, Степновское, Первомайское, Восточно-Суловское и Фурманское, расположенных гипсометрически одно выше другого.

Подраздел 1.4. «Нефтегазоносность» содержит информацию о нефтегазоносности СПХГ. На Степновском месторождении была выявлена промышленная нефтегазоносность отложений эйфельского и живетского ярусов среднего девона, заволжского, малевского и бобриковского горизонтов нижнего карбона.

Второй раздел «Термодинамические процессы в скважине и в пласте» содержит 3 подраздела.

Подраздел 2.1 «Особенности термометрии при решении задач диагностики» содержит определение, описание и задач, которые выполняет метод термометрии. Основным параметром, который несет информационную нагрузку в методе термометрии, является температура. Температура - это энергетический параметр системы, и поэтому любое изменение системы вследствие изменения режима работы скважины, уменьшения или увеличения давления, промывки, нарушения целостности колонны и т.п. приводит к

изменению температуры (распределения температуры) в скважине. Система скважина - пласт в этом отношении является очень чувствительной системой, так как на практике используются термометры с высокой разрешающей способностью.

Диагностика осуществляется в течение всей "жизни" скважины: при заканчивании, эксплуатации и ремонте. При этом скважины подразделяют по типам (категориям) в соответствии с режимом работы, способам эксплуатации, конструкцией и т.д. С точки зрения методических особенностей решения задач скважины можно классифицировать следующим образом: простаивающие; действующие (добывающие и нагнетательные); осваиваемые (опробуемые); скважины после бурения и в капитальном ремонте скважин.

Подраздел 2.2 «Основные положения ускоренной разведки и ввода в эксплуатацию газовых месторождений». Использование термометрии для решения различных промыслово-геофизических задач основано на регистрации стационарных, квазистационарных и нестационарных температурных полей. Стационарные температурные поля реализуются в простаивающих длительное время скважинах. Такие поля, например, часто регистрируются в контрольных и пьезометрических скважинах.

Подраздел 2.3 «Квазистационарные тепловые поля». Квазистационарные температурные поля в добывающих скважинах обусловлены конвективным теплопереносом и сопутствующим теплообменом между жидкостью и породами, баротермическим эффектом, калориметрическим эффектом. Время работы скважины должно составлять более 10 часов.

Квазистационарные тепловые поля формируются на фоне естественного распределения температуры и являются аддитивной добавкой к стационарному тепловому полю Земли. Конвективный перенос тепла обусловлен потоком жидкости в стволе скважины, в заколонном пространстве вне перфорированных интервалов и в пласте. Теплообмен потока жидкости с окружающим массивом горных пород приводит к выравниванию их

температур. Однако полного выравнивания температур никогда не происходит, так как конвективный теплоперенос гораздо мощнее теплообмена. Относительный вклад теплообмена возрастает с уменьшением скорости потока. Квазистационарные температурные поля наблюдаются в процессе измерений в фонтанных, насосных, нагнетательных скважинах, эксплуатирующихся в неизменных длительное время условиях. Термограммы, зарегистрированные с интервалом времени в несколько часов, практически повторяют друг друга.

Нестационарные температурные поля реализуются в процессе восстановления теплового поля, нарушенного бурением, цементированием, промывкой, перфорацией и другими технологическими процессами. Температурные поля являются существенно нестационарными (переходными) в условиях пуска, остановки, изменения режима работы скважин. Такие условия реализуются в фонтанных, насосных и нагнетательных скважинах. Примером термометрии переходных температурных полей является измерение температуры в процессе компрессорного освоения скважин. Методика термометрии и интерпретация скважинных термограмм зависит от типа используемых температурных полей.

Третий раздел «Методика исследования» содержит 4 подраздела.

Подраздел 3.1 «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

проволочки, сложенной в несколько раз и помещенной в тонкую медную трубочку, омываемую буровым раствором.

Подраздел 3.2 «Основные признаки термометрии для решения задач в скважинах» содержит методику проведения термометрии в нагнетательных скважинах. Определение нарушения герметичности колонны в зумпфе. Состояние в зумпфе исправное, если термограммы при закачке и изливе в зумпфе на расстоянии 1.5-2 м вниз от подошвы нижнего перфорированного пласта и до забоя повторяют друг друга по форме. Состояние в зумпфе нарушено, если термограммы при закачке и изливе в зумпфе в интервале перетока расходятся, причем градиент температуры при изливе ниже, чем при закачке. Термограммы выше и ниже нарушения колонны монотонны. Датчик термометра должен быть чист.

Так же содержит методику проведения термометрии в добывающих скважинах. Выделение работающих пластов. Приток жидкости из перфорированных интервалов характеризуется дроссельным и калориметрическим эффектами. Приток из нижнего перфорированного пласта отмечается следующими признаками: изменение температуры относительно геотермического распределения против перфорированного пласта; излом термограммы (изменение температурного градиента) относительно геотермы; плавная затянутость температурной кривой между перфорированными пластами.

Также в подразделе 3.2 содержится информация о методике проведения термометрии в простаивающих скважинах. К разряду простаивающих причисляются практически все скважины, находящиеся в простое на момент исследования по той или иной причине. Основной признак, позволяющий выделить эти скважины в отдельную группу, квазистационарность термогидродинамического режима в скважине и прискважинной зоне, сопровождающаяся стабильным уровнем жидкости в стволе за период проведения исследований.

Путем температурных исследований простаивающих скважин могут быть решены следующие задачи: определение величины глубинных тепловых потоков в районе месторождения и сопредельных регионах; восстановление картины геотермического распределения температуры месторождения, района и региона с учетом искажающего влияния эксплуатации месторождения; определение абсолютных значений средних температур на опорных глубинах; выделение проницаемых пластов с активной гидрогеологией; выделение интервалов прорыва нагнетаемой воды; выделение интервалов и зон охваченных тепловым воздействием; стандартизация и поверка скважинных термометров.

Подраздел 3.3 «Методика определения мест негерметичности обсадных колонн методом термометрии». В практике проведения геофизических работ по выявлению мест негерметичности колонн проводятся общие исследования в газовой среде при наличии НКТ в стволе скважины. На данном этапе скважина находится в стадии эксплуатации с давлением закачки (отбора) в стволе. Комплекс ГИС на данном этапе включает в себя проведение высокочувствительной термометрии (в режиме восстановления геотермического градиента), радиоактивного каротажа и магнито - импульсной дефектоскопии.

Остановимся на нескольких основных методиках определения мест не герметичности эксплуатационной колонны, как общепринятых, так и разработанных и опробованных в практике работ на СПХГ:

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.

Подраздел 3.4 «Принципы интерпретации данных термометрии». 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 не герметичности – 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.

На аномалии-термограмме, зарегистрированной в скважине с установившемся региональным тепловым полем Земли (статика) отрицательными и положительными аномалиями, выделяются участки, в которых наблюдаются локальные тепловые поля.

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. Выше описанный в данной работе «дроссельный эффект. При этом понижение температуры может достигать 10⁰С.

В четвертом разделе «Результаты работы» на основе описанной выше методики интерпретации данных термометрии в работе проведены исследования на скважинах №59, №472, №476, №482 Степновского ПХГ.

Скважина № 59 СПХГ находилась в эксплуатации с НКТ, заполнение скважины – газ. При проведении термометрии в скважине №59 о наличии не герметичности колонны можно судить по совокупности комплекса факторов: изменение теплового поля; наличие зоны загазованности заколонного пространства; наличие аномалии по МИД (уменьшение толщины); наличие межколонных давлений между 168 и 245мм колоннами ($P_{\text{МКП}}=31.9\text{Мпа}$).

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.

В дальнейшем 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 место изменения теплового поля, характерное для не герметичности муфтовых соединений (168мм колонны на глубинах 82.4, 92.9м). В исследуемой скважине было сделано предположение о том, что на глубине 13 м 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 отмечается негерметичность муфтового соединения эксплуатационной колонны на глубине 21.7м.

В скважине № 476 проведены замеры термометра в интервале 0-56м скважины. На термограмме, во-первых, отмечается не герметичность муфтового соединения эксплуатационной колонны на глубине 33.2м.; во

вторых отмечается не герметичность 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 результате выполненного исследования можно сделать вывод, что измерение температуры в стволе скважины несет большое количество информации и является одним из основных методов при исследовании нефтегазовых скважин.

В процессе написания выпускной квалификационной работе

- изучена методика определения естественной температуры пород на заданной глубине;
- получены навыки корреляции разрезов скважин при исследовании тепловых полей;
- выявлены нарушения герметичности обсадных колонн и муфтовых соединений по данным термометрии.

На примере исследования четырех скважин Степновского ПХГ в выпускной квалификационной работе показано, что для решения задач в скважинах эксплуатационного фонда проще, надежнее и достовернее метода на сегодняшний день не существует.

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