

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

Кафедра геофизики

«Термометрия при выявлении заколонных перетоков (на примере  
Елшанского подземного хранилища газа)»

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы

направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

геологического факультета

Маштакова Рашида Руслановича

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 2024

**Введение.** Термометрия является одним из основных методов в комплексе геофизических исследований скважин при контроле за разработкой нефтяных и газовых месторождений. При контроле технического состояния скважин термометрия используется для выявления затрубных циркуляций и определения мест негерметичности обсадной колонны, что представляет собой значимый фактор при эксплуатации подземных хранилищах газа, обустроенных в истощенных залежах углеводородов.

В перфорированных пластах термометрия применяется для выделения интервалов притока (приемистости), определения отдающих (поглощающих) пластов и установления источников обводнения. В неперфорированных пластах термометрия служит для прослеживания местоположения температурного фронта закачиваемых вод.

Основным прибором для измерения температуры в скважине до сих пор являлся термометр сопротивлений, спускаемый на каротажном кабеле. Главными недостатками этого прибора являются невысокая чувствительность и большая инерционность. Кроме того, используемые в настоящее время методики термометрических исследований в скважине, зачастую требуют ее остановки на время измерения. Избавиться от указанных недостатков позволяет использование волоконно-оптической технологии.

Целью настоящей работы является исследование применения современной волоконно-оптической термометрии для определения заколонных перетоков в сложных геологических условиях Елшанского ПХГ.

Для достижения указанной цели были поставлены следующие задачи:

- изучить геологическое строение Елшанского ПХГ;
- освоить методику проведения волоконно-оптической термометрии в разрезах скважин Елшанского ПХГ;

— в исследуемых разрезах выполнить замеры температурных полей и провести их геологическую интерпретацию. Работа содержит следующие разделы: Введение, Геолого-геофизическая характеристика Елшанского подземного хранилища газа, Методика исследований, Результаты исследований, Заключение.

**Основное содержание работы. Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика Елшанского подземного хранилища газа».** Елшанское подземное хранилище газа по своему административному положению находится на территории Ленинского района г. Саратова и, частично, Саратовского района. Сводовая часть хранилища занята садами, а на юге расположены жилые кварталы города. Ближайшие населенные пункты: Курдюм, Разбойщина, Атамановка, Сторожевка. На юго-западе и востоке проходят железнодорожные магистрали Саратов – Москва и Саратов - Куйбышев. Реки: Елшанка, Курдюм и Б. Гуселка.

В пределах Елшано-Курдюмской структуры установлены:

- четыре газовые залежи в верейском, мелекесском, черемшано-прикамском горизонтах;
- три газонефтяные залежи в тульском, бобриковском, кизеловском горизонтах;
- одна нефтяная залежь в верхнем девоне.

Елшанское подземное хранилище газа создано для регулирования сезонной неравномерности потребления газа в одноименном истощенном газонефтяном месторождении. ПХГ обустроено в пределах выработанного газонефтяного месторождения приуроченного к антиклинальной складке широтного простирания с размерами 12.0x8.0км и альтитудой поднятия по бобриковскому горизонту нижнего карбона 100.0м.

Геологический разрез участка Елшано-Курдюмского подземного хранилища газа содержит плотные мелкозернистые кварциты, гранатово-хлоритовые сланцы и мелкокристаллические гнейсы архейской эры,

вскрытые в двух скважинах, и осадочный комплекс палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов.

Елшано - Курдюмское поднятие расположено в юго-восточной части зоны Саратовских дислокаций и входит в состав южной тектонической линии Елшано - Сергиевской флексуры, протягивающейся на десятки километров с востока, от крутого крыла Елшано - Курдюмского поднятия на юго-запад.

Елшано-Курдюмское поднятие - это молодое послебайосское поднятие, сформировавшееся на месте нескольких древних локальных структур. В структурном плане в живецких отложениях (пласт D<sub>2</sub>V) здесь выделяется три поднятия - Курдюмское, Атамановское и Елшанское. Поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку асимметричного строения, неправильной треугольной формы, вытянутую в виде периклинальных окончаний в северо-западном, северо-восточном и юго-западном направлениях. Размеры поднятия в пределах изогипсы "-450м" (по кровле черемшано - прикамских отложений) составляют 9х16 км. Северное, западное и юго-западное крылья - пологие (углы падения 1°-1°40'); восточное, юго-восточное и южное - крутые (углы падения достигают 4°-5°).

В неотектоническом отношении исследуемая территория располагается в южной части Присаратовского мегавала. В строении этой крупной, почти изометричной новейшей структурной формы существенную роль играют флексуры, четко проявленные в мезо-кайнозойских отложениях – Елшано - Сергиевская, Хлебновско – Радищевская и Слепцовско - Полчаниновская, образующие крутые крылья одноименных валов, в то время как опущенные крылья служат бортами впадин и депрессий.

Физико-литологическая характеристика коллекторов имеет специфику, заключающуюся в том, что имеется два различных литотипа пород: терригенные коллекторы бобриковского горизонта (кварцевые пески и

песчаники) и карбонатные коллекторы кизеловского и черепетского горизонтов (известняки кавернозные, трещиноватые). Пачки пород разнородных литотипов разделены глинистым экраном непостоянной толщины, а на отдельных участках глинистый раздел вообще отсутствует. В зонах отсутствия глин песчаные коллекторы бобриковского горизонта залегают непосредственно на коллекторах кизеловского горизонта. Перекрываются отложения бобриковского горизонта небольшим по толщине пластом известняка тульского горизонта, выше которого выделяется пачка глин и песчаников общей мощностью 17 – 40 м. Общая особенность - весьма прихотливое по площади и разрезу распространение песчаных образований, резкая изменчивость литологического состава и непостоянная толщина.

**Раздел второй « Методика исследований».** К важнейшим задачам контроля за эксплуатацией газохранилищ относится выявление перетоков по негерметичному заколонному пространству и герметичности искусственного забоя.

Под утечками газа следует понимать случаи самопроизвольного ухода газа из пласта при отсутствии данных о вторичном накоплении газа в пластах - аккумуляторах вскрытого разреза. К этой категории относятся случаи скопления газа в межколонном пространстве и выходы его на дневную поверхность. Перетоки газа - группа утечек газа, которая характеризуется наличием фиксируемых (или уверенно предполагаемых) пластов, аккумулирующих газ. Утечки характеризуются небольшими, перетоки - существенно большими объемами выходящего газа. С другой стороны, утечки - это, по - существу, потери газа, перетоки - формирование вторичных скоплений, которые при определенных условиях могут образовывать техногенные залежи промышленного значения.

Причины перетоков:

- Геологические (естественные);

- Технические (искусственные).

Методика и технология специальных работ по поискам вторичных скоплений, утечек и перетоков газа состоит из II этапов :

I этап - незначительные перетоки, утечки, вторичные скопления газа. На данном этапе наиболее результативно применение прямых гидрогеохимических методов наблюдений.

II этап - характеризуется возросшей интенсивностью и масштабами утечек, перетоков и вторичных скоплений газа, эффекты от которых могут регистрироваться промыслово-геофизическими методами.

Основой комплекса при изучении заколонных перетоков является термометрия. Наиболее достоверно выделяется высокодебитный переток, с которым связано существенное искажение температуры во всем интервале заколонного движения. Применение высокочувствительной термометрии совместно с методами ГИС-контроля позволяет выявить источник и интервалы перетока, а также зоны негерметичности в конструкции ствола скважины.

Теоретической основой термометрии является термодинамика нефтяных пластов, в которой рассматриваются закономерности неизотермической многофазной фильтрации при наличии эффектов теплопроводности, адиабатического, Джоуля - Томсона, калориметрического смешивания, конвективного переноса тепла и явления разгазирования.

Проявление этих эффектов в скважине зависит от различных факторов: геотермического распределения температуры, коллекторских свойств пластов, состава притекающего из пласта флюида, состава и скорости движения флюида по стволу скважины, соотношения пластового и забойного давления и др.

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 как в стволе скважины, так и 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.

При совместной обработке данных ГИС-бурения и термограмм, зарегистрированных в процессе восстановления естественного теплового поля, наличие несоответствия между литологической колонкой и аномалиями, зарегистрированными датчиком термометра и градиент - термометром, свидетельствует о наличии искажающего фактора, таких как движение флюида за колонной, газового пузыря или жидкости.

Определение причины возникновения МКД – специализированная задача, которая требует изменения технологии исследований, в зависимости от времени и режима исследования скважин. Оптимальным в данном случае является моделирование температурных полей и наложение фактически зарегистрированных аномалий на модельные кривые. Технологически эффективны замеры автономными термометрами на проволоке и волоконно – оптическая термометрия, поскольку есть возможность строить кумулятивные термограммы и градиенттермограммы за несколько замеров. Кроме того кабель и прибор не перемещается во времени. Волоконно – оптическая термометрия является наиболее эффективной технологией в высокотемпературных разрезах, по сравнению с обычной высокочувствительной термометрией, поскольку отрицательные аномалии расформируются при высоких температурах быстро и пока мы дойдем от забоя до устья или наоборот можно вообще ничего не увидеть.

Раздел третий **«Результаты исследований»**. Сравнительные испытания с целью выявления геологической информативности волоконно – оптической термометрия проводились на одной из скважин Елшанского ПХГ.

Ранее в исследуемой скважине эксплуатационная колонна была перфорирована на серпуховско-окский горизонты в интервалах 980.0-983.0 и 995.0-998.8м. С целью перевода скважины на контроль алексинского горизонта указанные зоны перфорации были изолированы посредством спуска и цементирования хвостовика 114мм. С целью повышения качества крепления хвостовика эксплуатационная колонна была расфрезерована в интервале 1018.5-1025.5м.

Перфорация алексинского горизонта произведена в интервале 1037.4-1039.8; 1064.8 – 1068.4; 1085.6-1090.4; 1091.8-1100.0м.

По данным интерпретации промыслово-геофизических исследований пласт-коллектор алексинского горизонта в интервале 1037.4-1039.8м содержит газ, нефть и воду.

В результате испытания, по данным высокочувствительной термометрии в режиме восстановления естественного теплового поля исходной скважины выявлено следующее:

а) темп восстановления теплового поля соответствует хорошей работе скважины;

б) в интервале глубин 3.5-7.6м искажение теплового поля связано с загазованностью заколонного пространства в приустьевой зоне;

в) в интервале глубин 7.6-119.9м отмечается искажение теплового поля, характерное для движения флюида по заколонному пространству. Последнее подтверждается данными АКЦ, где в интервале глубин 0.0-433.0м отмечается отсутствие контакта цемента с колонной;



г) в интервале глубин 1051.6-1090.1м отмечается отрицательная аномалия теплового поля, обусловленная дроссельным эффектом газонасыщенных пластов-коллекторов;

д) признаки движения флюидов из объекта эксплуатации по заколонному пространству не отмечаются на момент проведения комплекса геофизических исследований скважины.

После завершения замеров по методике стандартной термометрии в исследуемой скважине, были выполнены в два этапа следующие исследования:

На первом этапе, волоконно-оптический кабель-датчик был спущен в скважину, находящуюся под давлением с применением лубриката. Замеры температурного профиля скважины выполнены с использованием диафрагменного измерителя критического течения на НКТ при изменении давления на устье в пределах от 8.0 до 3.0МПа.

На втором этапе выполнения ГИС замеры температурного профиля выполнены при герметичном устье скважины при давлении в НКТ на уровне 8.0 МПа. Совместный анализ представленных кривых позволяет констатировать следующее:

- В целом, характер волоконно-оптических термограмм соответствует базовой термограмме, зафиксированной в соседней скважине взятой за основу, имеет плавные переходы, соответствующие литологическим свойствам разреза. На термограммах не зафиксировано явно выраженных аномалий, характеризующих негерметичность крепи скважины и заколонные перетоки. Отсутствие существенных негерметичностей крепи скважины подтверждается также малым дебитом стравливаемого газа, содержащегося в МК и невысоким давлением его накопления.

- На первом этапе исследований с заданным расходом газа наиболее ярко выделяется отрицательная температурная аномалия в интервале 280.0-675.0м. При продолжении исследований происходит

уменьшение отрицательной аномалии в интервале 280.0-675.0м и рост аномалии в призабойной части скважины.

- На втором этапе исследований при закрытом устье и МКП кривые соответствуют термоградиенту, при этом аномалия от работы алексинского горизонта расформировалась, но появилась аномалия исходящая от интервала залегания мячковского горизонта к устью скважины.

При проведении исследований с использованием диафрагменного измерителя критического течения на НКТ, в начальный момент происходил прогрев ствола скважины газом из алексинского горизонта, который наиболее интенсивно происходил в ненарушенных интервалах. В интервале 280.0-675.0м отмечается температурное поле с пониженной теплопроводностью, связанное с незначительным по объемам движением газа по каналам в цементном камне (ниже чувствительности стандартных термометрических исследований). Температурная аномалия приурочена к сформировавшимся зонам загазованности заколонного пространства.

При дальнейшей работе алексинского горизонта аномалия перетока расформировалась, но проявилась аномалия, связанная с проявлением мячковского горизонта.

Таким образом, учитывая тот факт, что стравливание происходило из НКТ, а не через межколонное пространство, возможно предположить что зафиксированные процессы на показаниях волоконно-оптической термометрии связаны с движением газа из сформировавшихся зон загазованности заколонного пространства по цементному камню (эффект дегазации по закону сообщаемых сосудов) через интервал перфорации в ствол скважины.

В то же время высокочувствительная термометрия в режиме восстановления термоградиента движение по стволу скважины не зафиксировала, были зафиксированы отдельные участки изменения.