

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

Кафедра геофизики

**«Оценка состояния эксплуатационной колонны  
методом термометрии на примере Степновского ПХГ»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 4 курса 431 группы

21.03.01 нефтегазовое дело

геологического факультета

Алсамави Сажжада Али Мохаммеда Хусниа

**Научный руководитель**

К. г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Б.А.Головин

**Зав. кафедрой**

К. г.- м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2022

**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.

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.

Степновская станция подземного хранения газа является одной из старейших станций ПХГ в России. Значительное количество скважин имеет большой срок эксплуатации. Так из скважин эксплуатационного и наблюдательного фонда почти 50 % имеют срок эксплуатации более 27 лет. Наличие знакопеременных нагрузок при закачке и отборе газа и естественное "старение" цементного камня являются факторами риска, способствующими созданию вертикальных каналов миграции газа за обсадными трубами.

Важнейшим условием ликвидации межколонных давлений на скважинах является выявление причин и источника межколонного флюидопроявления.

Актуальность данной темы обуславливается тем, что Степновское ПХГ находится в пределах выработанного газонефтяного месторождения того же названия и приуроченного к антиклинальной складке широтного простирания. Поэтому заколонных перетоков флюидов является одной из важнейших задач ГИС на территории Степновского ПХГ.

Цель выпускной квалификационной работы состоит в оценке состояния эксплуатационной колонны методом термометрии на примере Степновского ПХГ Саратовской области.

Для реализации поставленной цели были поставлены следующие задачи:

- изучить геологическое строение Степновского ПХГ;
- изучить теоретические основы метода термометрии;
- освоить методику проведения термометрии, в разрезах скважин Степновского ПХГ;
- определить методом термометрии межколонные флюидопроявления;
- изучить техническое состояние эксплуатационной колонны на примере скважины № 472 Степновского ПХГ;
- провести комплексную интерпретацию данных ГИС по скважине № 472 Степновского ПХГ.

Данная работа включает введение, 3 разделов (1. Геолого-геофизическая характеристика территории исследования, 2. Методика исследования, 3. Результаты работы) заключения и списка использованных источников.

### **Основное содержание работы.**

**Раздел 1. «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования»** состоит из четырех подразделов.

Подраздел 1.1 «Общие сведения о положении и изученности территории».

Степновское месторождение расположено в Татищевском районе в 47 км северо-западнее г. Саратова.

Подраздел 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза».

Геологический разрез района, на территории которого расположено Степновское 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. По результатам сейсморазведочных работ толщина осадочного чехла в пределах площади составляет около 2 км.

### Подраздел 1.3 «Тектоника».

В тектоническом плане месторождение приурочено к Елшано-Курдюмской структуре расположенной в юго-восточной части Саратовских дислокаций и связанной с восточным крылом Елшано-Сергеевской флексуры.

На фундаменте залегают верхнепротерозойские отложения. Они, вероятно, имели повсеместное распространение (на участке работ вскрываются 19-ю скважинами сразу под среднедевонскими отложениями). В позднем протерозое произошла инверсия тектонических движений. Амплитуда достигала значительных величин - 1.0-1.5 км. В результате этих движений территория была разбита на блоки. На месте Аткарской впадины существовали Аткарский и Татищевский структурные блоки, на месте Саратовских дислокаций (и Корсаковской впадины) существовал Корсаковский структурный блок. На месте Елшано-Сергеевской дислокации – одноименный грабен, выполненный рифейскими отложениями мощностью более 300 м. Длительный континентальный период в истории развития изучаемой территории привел к формированию сложнорасчлененного эрозионно-тектонического додевонского рельефа, наличием большого количества верхнепротерозойских (рифейских) останцов, сложенных кварцито-песчаниками (Петровская, Степановская, Филимоновская пл.), и массивов архейско-нижнепротерозойского кристаллического фундамента (Татищевская, Аткарская, Языковская площади).

### Подраздел 1.4 Нефтегазоносность

Степновское ПХГ создано на базе выработанного газонефтяного месторождения того же названия и приурочено к антиклинальной складке широтного простирания с размерами 12 X 8 км и альтитудой поднятия по бобриковскому горизонту нижнего карбона 120 м.

В пределах Елашно - Курдюмской структуры выделяются: четыре газовые залежи в верейском, мелекесском, черемшано прикамском горизонтах; три газонефтяные залежи в тульском, бобриковском, кизеловском горизонтах; одна нефтяная залежь в верхнем девоне.

Отложения тульского горизонта вскрыты всеми пробуренными скважинами. К терригенным отложениям приурочены две газовые залежи.

Основная залежь вскрыта пятнадцатью скважинами. По комплексу данных РИГИС и результатам опробования ГВК в залежи принят на а.о. -990 м, т.е. соответствует ранее утвержденному ГКЗ. Эффективные газонасыщенные толщины по скважинам меняются от 0,5 м до 5,3 м. Залежь пластовая, сводовая.

Вторая залежь вскрыта только одной скважиной № 15. Газоводяной контакт по данным ГИС в этой скважине отбивается на той же отметке -990,0 м.

К песчаным коллекторам тиманско-пашийского горизонта приурочена одна нефтяная залежь, являющаяся основным объектом разработки Степновского месторождения. После 1988 года эксплуатационное бурение проводилось в центральной и восточной частях залежи.

Нефть получена при опробовании 19 скважин, в интервалах глубин 1574,9-1621,2 м. Максимальные начальные дебиты нефти в процессе эксплуатации достигали 76 т/сут, текущие - 27 т/сут.

Внутреннее строение резервуара тиманско-пашийского горизонта имеет слоистое строение резервуара, что позволяет разделить единый ранее объект на два самостоятельных пласта, разделенных выдержанным прослоем глин. Верхний объект представлен, в основном, 2-3 маломощными прослоями песчаников и алевролитов. Нижний объект сложен монолитным песчаным пластом в нижней части разреза и 1-2 тонкими прослоями алевролитов - в верхней.

Залежь в нижнем пласте занимает меньшую площадь – в пределах центрального купола 1,5х1,5 км, в пределах восточного купола – 1,4х0,4 км.

Высота залежи в нижнем пласте около 12м. Эффективные нефтенасыщенные толщины в скважинах меняются в диапазоне 1,0-24,1 м.

В целом по горизонту нефтенасыщенные толщины коллекторов по скважинам меняются от 1,9 м до 31,7 м<sup>1</sup>.

**Раздел 2 «Методика исследования»** содержит шесть подразделов.

Подраздел 2.1 «Тепловые поля Земли». Термические методы исследования разрезов скважин, объединяющиеся под названием термометрия скважин, основаны на изучении распространения в скважинах и окружающих их горных породах естественных и искусственных тепловых полей. Термометрия скважин включает метод изучения естественного теплового поля и метод изучения искусственных тепловых полей.

Подраздел 2.2 «Метод естественного теплового поля земли». В нефтяной и газовой геологии и практике промысловых работ геотермия играет особенно большую роль. Естественная температура недр является одним из основных факторов, определяющих условия образования нефти и газа, их миграцию и скопление в виде залежей. От температуры зависят физико-химические свойства и фазовое состояние нефти, газа и воды в пластовых условиях. Точный учет температуры недр необходим при проектировании и осуществлении разработки нефтяных и газовых месторождений, при определении термических условий бурения и эксплуатации скважин, проектировании, изготовлении и эксплуатации термостойкой скважинной аппаратуры и, наконец, при количественной интерпретации данных различных геофизических методов исследования скважин.

Подраздел 2.3 «Метод искусственного теплового поля». Метод основан на изучении распределения во времени теплового поля, искусственно созданного в скважине, и на различии тепловых свойств изучаемых сред, в

---

<sup>1</sup> Вахитов Г. Г., Гаттенбергер Ю.П. , Лутков В. А. «Геотермические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений». Москва, Недр, 1984, с.109

частности температуропроводности. Искусственное поле в скважине может быть создано путем заполнения ее промывочной жидкостью с температурой, отличающейся от температуры пород, и путем нагревания промывочной жидкости при экзотермической реакции схватывания цемента при цементировании затрубного пространства. Метод искусственного теплового поля позволяет решать следующие задачи: определение термодинамических и газогидродинамических характеристик эксплуатируемых объектов; основная цель этих работ – контроль разработки нефтегазовых месторождений и подземных хранилищ газа; изучение технического состояния скважины.

Подраздел 2.4 «Основные параметры  $G$  и  $\Gamma$  и основная физическая величина  $\xi$ ». Термический режим глубинных слоев земной коры определяется внутренним теплом Земли. Ниже глубины залегания нейтрального слоя повсеместно наблюдаются закономерное увеличение температуры с глубиной. Теоретические и экспериментальные исследования позволили установить, что распределение регионального естественного теплового поля зависит главным образом от литологической характеристики разреза, геологического строения и гидрогеологических особенностей района, а также от принадлежности района к тем или иным крупным структурно - тектоническим элементам (щитам, платформам, геосинклиналям). Литологическое, а в некоторых случаях и стратиграфическое расчленение разрезов скважин основано на пропорциональности геотермического градиента плотности теплового потока и тепловом сопротивлении пород.

Подраздел 2.5 «Интерпретация данных термометрии». Термометрия скважин изучает распределение температуры по стволу скважины при исследовании естественных и искусственно-возбужденных тепловых полей. Результаты измерений используют для решения геологических и технических задач. Их использование основано на связи температуры в

скважине с тепловыми свойствами горных пород, с характером и интенсивностью тепловых процессов, происходящих в недрах Земли и в системе скважина – пласт. 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.

Подраздел 2.6 «Исследование межколонных флюидопроявлений». Межколонное флюидопроявление заключается в наличии избыточного давления в межколонном пространстве скважин, которое образуется в результате процесса перетока газа или жидкости из продуктивного пласта или вышележащих напорных горизонтов. В интервалах формирования техногенных залежей, расположенных в выше лежащих горизонтах и сформированных за счёт перетока газа по заколонному пространству как правило регистрируется положительная аномалия.

### **Раздел 3. « Результаты работ».**

Скважина № 472 Степновского ПХГ эксплуатационного фонда исследовалась специальным комплексом ГИС включающем термометрию, шумометрию, гамма каротаж (ГК) и локатор муфт (ЛК). Привязка ГИС осуществлялась по данным гамма-каротажа и локатора муфт.

Замеры термометрии и шумометрии проводились в трех режимах: фоновом, во время работы компрессора и после стравливания. Закачка воздуха компрессором в межколонное пространства (МКП) между эксплуатационной и технической колоннами проводилась до  $45\text{кг/см}^2$ . Перед фоновым замером термометрии от 03.02.2013г скважина отстоялась в течение 40 часов. По сравнению с данными ГИС от 01.02.2013г изменений не наблюдается.

Изменение теплового поля после закачки воздуха, относительно фонового замера отмечается во всем интервале глубин от 2.0м до 50.0 м, что,

может быть, связано с продвижением фронта закачиваемого воздуха в межколонное пространство.

На протяжении интервала от 2.0м и до 35.0 м заметны характерные изменения теплового поля в режимах работы компрессора и после стравливания. В основном наблюдаются расхождения в значениях температур, при этом температура во время работы компрессора ниже (зеленая кривая), чем температура после стравливания (синяя кривая). Однако на глубине 21.7м прослеживается их совпадение и даже незначительное превышение температуры во время работы компрессора над температурой после стравливания, после чего характер изменения поля восстанавливается. Этот факт дает возможность предположить не герметичность муфтового соединения эксплуатационной колонны на глубине 21.7 м.

Скважина № 472 Степновского ПХГ эксплуатационного фонда исследовалась специальным комплексом ГИС 26.02.2013г. Были проведены замеры термометрии и шумометрии фоновый, во время закачки воздуха компрессором в межколонное пространства эксплуатационной и технической колоннами (до 40Атм) и после стравливания воздуха при открытых МКП . Привязка ГИС осуществлялась по ГК и ЛМ.

По взаимному расположению кривых термометрии (фоновой, во время работы компрессора, после стравливания) и шумометрии (фоновой, во время работы компрессора, после стравливания) отмечается негерметичность муфтового соединения эксплуатационной колонны на глубине 33.2м. Здесь изменение теплового поля после закачки отмечается в интервале глубин 3.0-31.0 м, связанное с продвижением фронта закачиваемого воздуха в межколонное пространство. По данным шумометрии заметно отклонение от фонового замера на глубине 2.0 – 5.0 м, что связано с работами компрессора на устье скважины.

**Заключение.** Проведенное в данной работе исследование посвященное оценке состояния эксплуатационной колонны скважины № 472

Степновского ПХГ методом термометрии показало, что выявление заколонных перетоков флюидов является одной из важнейших задач ГИС на территории Степновского ПХГ. В соответствии с задачами были не только изучены теоретические основы метода термометрии и методика ее проведения на Степновском ПХГ, но и проведена термометрия эксплуатационной колонны скважины № 472, с целью изучения ее технического состояния. Для этого были проведены замеры термометра в интервале 0-56м.

По результатам работ при данном режиме исследования:

- проведена комплексная интерпретации данных ГИС по скважине № 472 Степновского ПХГ.
- выявлена негерметичность муфтового соединения эксплуатационной колонны на глубине 21.7м.
- выявленная негерметичность муфтового соединения эксплуатационной колонны на глубине 33.2м.
- выявлена негерметичность муфтового соединения эксплуатационной колонны на глубине 44.5м.

По итогам данных термометрии по скважине №472 было рекомендовано: устранить межколонные флюидопроявления путем герметизации муфтового соединения.