

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

Кафедра геофизики

**«Применение метода термометрии для оценки качества цементирования
скважин на примере подземного хранилища газа»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы

направление 21.03.01 нефтегазовое дело

профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»

геологического ф-та

Шоленбах Никиты Сергеевича

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 2021

Введение. В настоящее время одной из актуальных задач при бурении скважин для подземных хранилищ газа является изолирование пластов. Эта задача решается качественным креплением (тампонированием, цементированием) обсадных колонн газовых скважин. Решение этой задачи преследует две цели. Одна из них чисто производственная – изолировать в продуктивном интервале газо-, нефте-, водонасыщенные пласты, чтобы исключить межпластовые перетоки пластовых флюидов и обеспечить максимально длительный период безводной добычи углеводородов. Вторая цель заключается в обеспечении экологической безопасности в процессе бурения и длительной эксплуатации скважин. Для её достижения необходимы, в первую очередь, изоляция друг от друга различных гидродинамических комплексов, пересечённых скважиной, и безусловное исключение выхода на дневную поверхность минерализованных вод, особенно содержащих углеводороды и сероводороды. Разобшение пластов при существующей технологии крепления скважин — завершающий и наиболее ответственный этап, от качества выполнения которого в значительной степени зависит успешное строительство скважины. Обеспечение качественного цементирования скважин позволяет резко увеличить долговечность скважин и срок добычи безводной продукции.

В данной работе поставлена цель исследовать использование метода термометрии для контроля за качеством цементирования скважин на примере Учебного ПХГ, которое было создано на месте одноименного месторождения углеводородов.

Достижение цели предполагало решение задач:

1. изучение геолого-геофизического материала по Учебному месторождению;
2. исследование теоретических основ физико-геологических процессов, происходящих при цементировании скважин;
3. рассмотрение методики цементирования скважин, анализ термометрии как метода контроля качества цементирования скважин;

4. обзор скважинных приборов для проведения термометрии, их устройства и метрологических характеристик.

Работа состоит из введения, 4 разделов (геолого-геофизическая характеристика района исследований, теоретические основы и методика исследования, скважинные приборы для термометрии, результаты), заключения, списка использованных источников.

Основное содержание работы. Геолого-геофизическая характеристика района исследований. Учебное подземное хранилище газа, созданное на базе выработанного одноименного нефтегазоконденсатного месторождения, располагается на территории Советского района Саратовской области на равнинной левобережной части р. Волги. Ближайший промышленный центр – город Энгельс, расположен в 55 км западнее ПХГ, а областной центр (г. Саратов) находится в 90 км к западу. **Стратиграфическая характеристика разреза.** В строении Степновского поднятия принимают участие отложения рифея, девона, карбона, перми, юры, мела и неоген-квартера, образующих пять структурных этажей (ярусов): малоизученный рифейский, девонский, верхнепалеозойский, мезозойский и неоген-четвертичный. **Тектоника.** Степновское поднятие входит в состав Советско-Степновского вала – структуры II порядка, включающего две тектонические линии – Степновско – Фурманскую и Советско – Генеральскую. К первой из них относится Степновское, Любимовское, Первомайское, Восточно-Суловское и Фурманское поднятия. Степновско-Советский вал, протяженностью 60 км, относится к юго-восточной части Рязано-Саратовского прогиба, разделяющего Воронежский и Токмакский своды, составные части юго-востока Русской платформы. **Нефтегазоносность.** Промышленная нефтегазоносность Учебного месторождения связана с отложениями живетского яруса среднего девона, заволжским надгоризонтом, малевским и бобриковским горизонтами нижнего карбона. Промышленная продуктивность в отложениях живетского яруса связана с воробьевским и

ардатовским горизонтами. Кроме того, получен приток газа из мосоловского горизонта.

Теоретические основы и методика цементирования скважин. Факторы, влияющие на качество цементирования скважин. Под разобщением пластов понимается комплекс процессов и операций, проводимых для закачки тампонажного раствора в затрубное пространство (т. е. в пространство за обсадной колонной) с целью создания там надежной изоляции в виде плотного материала, образующегося со временем в результате отверждения тампонажного раствора. Поскольку в качестве тампонажного наиболее широко применяется цементный раствор, то и для обозначения работ по разобщению используется термин «цементирование».

Цементный камень за обсадной колонной должен быть достаточно прочным и непроницаемым, иметь хорошее сцепление (адгезию) с поверхностью обсадных труб и со стенками ствола скважины. Высокие требования к цементному камню обуславливаются многообразием его функций: плотное заполнение пространства между обсадной колонной и стенками ствола скважины; изоляция и разобщение продуктивных нефтегазоносных горизонтов и проницаемых пластов; предупреждение распространения нефти или газа в затрубном пространстве под влиянием высокого пластового давления; заякоривание обсадной колонны в массиве горных пород; защита обсадной колонны от коррозионного воздействия пластовых вод и некоторая разгрузка от внешнего давления.

Существуют проблемы, снижающие качество цементирования: 1. Проблемы текучести, возникающие по механическим причинам. Речь идет о расцентровке труб в кустовых скважинах, вымываемых скважинах, неэффективная предварительная промывка, несоответствующий режим течения. Эти условия характеризуются неполным удалением бурового раствора из кольцевого цементируемого пространства. 2. Деструкция цементного раствора на стадии твердения. Лабораторные исследования, подтвержденные

испытаниями в рабочих условиях, показали, что дифференциальное давление, создающееся между давлением в порах цемента и пластовым давлением служит причиной неприемлемого качества цемента. Когда давление в порах становится ниже пластового давления, цемент может быть загрязнен пластовыми жидкостями или в худшем случае - притоком газа.

Наибольшее влияние на строение порового пространства цементного камня оказывает водоцементное отношение. Чем больше начальное водоцементное отношение, тем при прочих равных условиях толще водные прослойки, окружающие цементные зерна. Вода затворения в тампонажном растворе образует систему взаимосвязанных капиллярных пор, беспорядочно расположенных по всему объему цементного камня. В структуре цементного камня могут образовываться крупные поры шаровидной, бутылочной форм, и мелкие, разобщенные цементным гелем.

Температура – главный фактор, резко изменяющий сроки схватывания и время загустевания тампонажных растворов. Давление оказывает меньшее влияние. С возрастанием давления от атмосферного до 60 МПа сроки схватывания сокращаются более чем вдвое. При одновременном воздействии температуры и давления сокращение сроков схватывания еще больше.

Значительное влияние оказывает давление при установлении сроков схватывания цементных растворов, обработанных органическими замедлителями. При прочих равных условиях деструкция реагентов ускоряется с увеличением давления. В связи с этим сроки схватывания тампонажных растворов следует определять при совместном воздействии температуры и давления. В общем случае сроки схватывания цементных растворов из тампонажных цементов различных заводов с увеличением температуры и давления ускоряются, но каждому цементу присущи свои особенности.

До настоящего времени единственным прямым доказательством качественного крепления нефтяных и газовых скважин являлось отсутствие

межпластовых перетоков за обсадной колонной, водо-нефте-газопроявлений через колонное пространство, а также течей в обсадных колоннах. Снижение качества крепления скважин обычно выражается в появлении воды в добываемой нефти или в нарушении герметичности обсадной колонны. Однако количественно оценить степень герметичности обсадной колонны, равно как и степень ее нарушения, пока не представляется возможным. Поэтому для оценки качества цементирования скважин (а часто для установления причин негерметичности затрубного пространства) анализируют ряд признаков, характеризующих высокое качество цементирования: 1) соответствие высоты подъема цемента в затрубном пространстве проектной высоте; 2) наличие цемента в затрубном пространстве в затвердевшем состоянии; 3) равномерное распределение цемента в затрубном пространстве; 4) надежное сцепление цемента с колонной и породами. Первые два из признаков качественного цементирования и выявляются чаще всего с помощью метода термометрии.

Определение качества цементирования скважины методом термометрии. Основным методом определения высоты подъема цемента за колонной, интервалов частичного заполнения затрубного пространства цементом является термометрия. Высота подъема цемента за обсадной колонной – это верхняя граница цементного кольца.

Определение уровня цемента в затрубном пространстве методом термометрии основано на свойстве цементного раствора повышать температуру окружающей среды вследствие экзотермической реакции, протекающей при его схватывании. Метод позволяет выявить наличие цемента за колонной и установить верхнюю границу цементного камня. Максимальные температуры при схватывании различных типов цемента наблюдаются обычно в интервале 6-16ч, а наибольшие температурные аномалии в условиях скважины можно зафиксировать во времени от 6 до 24ч после окончания заливки. Верхняя граница цемента за трубами устанавливается по резкому сдвигу кривой на термограмме в сторону увеличения температуры на фоне постепенного

возрастания ее с глубиной. Метод термометрии сравнительно прост и достаточно эффективен при отбивке высоты подъема цемента в затрубном пространстве нефтяных и газовых скважин. Основным его недостатком является отсутствие информации о характере распределения цемента в затрубном пространстве и плотности сцепления его с колонной и стенкой скважины. Методика проведения исследований сводится к замеру температуры до закачки цемента (фоновый замер) и нескольких замеров после закачки цемента в период его затвердевания. При сравнении фонового замера с последующими на границе цемент-промывочная жидкость наблюдается изменение температурного градиента.

Данные, полученные по итогам термометрии, подвергаются интерпретации. Следует обратить внимание на ограничения в возможностях интерпретации материала:

- в итоге с помощью полученной информации возможно вычислить лишь показатель высоты подъема цемента;

- незначительный градиент температуры в скважине не позволяет уверенно контролировать равномерность распределения цемента за колонной.

Для определения высоты подъема цемента за обсадной колонной измерения проводят от устья до забоя скважины после затвердевания цемента. Измерения следует производить в определенные периоды:

- не позже чем через двое суток после цементирования колонны - для нормально схватывающихся цементов;

- через 15-20 ч для быстросхватывающихся цементов.

Оптимальное время исследований для нормально схватывающихся цементов – через 15 – 30 ч после окончания заливки.

Скважинные приборы для проведения термометрии. Геофизические измерения различных параметров, выполняемые в процессе поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых служат основной для

геологического изучения. Полученные данные позволяют осуществлять эффективную оценку и учет запасов полезных ископаемых, контролировать их рациональное извлечение и воспроизводство. Для измерений параметров пластов и скважин в процессе разведки и разработки месторождений нефти и газа используется скважинная геофизическая аппаратура.

Геофизическими называются такие средства измерений, которые используются для измерений параметров объектов земной атмосферы, земной поверхности и земных недр. В дальнейшем будем рассматривать только скважинную геофизическую измерительную аппаратуру – средства измерений, предназначенные для измерений параметров пластов, пересеченных скважиной.

Обычно такая аппаратура представляет собой многоканальную измерительную систему, состоящую из скважинной и наземной частей, соединённых кабельным, электромагнитным или гидравлическим каналом связи. В автономной скважинной геофизической измерительной аппаратуре канал связи отсутствует и она относится к измерительным преобразователям со своим комплексом нормируемых метрологических характеристик.

Наземная часть скважинной геофизической измерительной аппаратуры представляет собой многоканальный цифровой регистрирующий измерительный преобразователь или прибор, свойства которого отражены собственным комплексом нормируемых метрологических характеристик.

Если от скважинного прибора в каротажный регистратор поступает цифровой код, то такой регистратор не является измерительным и для него отсутствует необходимость нормировать какие-либо метрологические характеристики вследствие отсутствия измерительного преобразования одних величин в другие. Если сигнал на выходе скважинной части аппаратуры представляет собой цифровой код, то метрологические характеристики всего измерительного канала отражают свойства только скважинной части аппаратуры, так как погрешности, вносимые наземной частью, равны нулю. Для

проведения термометрических исследований в скважине используется прибор с датчиком температуры, исследования проводятся как на каротажном кабеле или проволоке, так и автономно, прибор при этом спускается на буровых трубах. Управление прибором производится по командам цифрового регистратора. В качестве датчика температуры как правило используется проволочный датчик сопротивления. В большинстве приборов используются платиновые проволочные датчики. В настоящее время используются комплексные приборы, т.е. кроме датчика температуры в приборе имеются каналы измерения: давления, удельного сопротивления, диэлектрической проницаемости (влагомер), каналы локатора муфт, фоновой радиоактивности, шумомер и другие. Это обусловлено экономической целесообразностью, за одну операцию спуска/подъёма проводятся несколько исследований.

Устройство и работу приборов для комплексных геофизических исследований рассмотрена на примере прибора СКАТ-К8-38.

Прибор предназначен для проведения геофизических исследований в скважинах газовых, нефтяных и газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа при температуре окружающей среды от минус 10 до плюс 185 градусов Цельсия и избыточном давлении до 100 МПа. Приборы выпускаются в модификациях с одним или несколькими измерительными и индикаторными каналами, которые обеспечивают измерение температуры и давления, регистрацию муфтовых соединений, мощности экспозиционной дозы естественного гамма-излучения, определение фазового состава флюида, индикацию скорости потока газа и жидкости механическим и термокондуктивным расходомером, уровня акустического шума. Функциональность прибора определяется наличием основных каналов. Приборы должны эксплуатироваться с цифровыми каротажными станциями, обеспечивающими электрическое сопряжение и реализующее протокол связи с прибором.

Прибор имеет цилиндрическую форму. В верхней части прибора находится

приборная головка – узел стыковки с кабельным наконечником типа НКБ-60.

Электронная схем расположена внутри защитного герметизированного кожуха.

Снизу расположен блок датчиков, включающий в себя:

- датчик термометра;
- датчик манометра;
- датчик термометра манометра;
- датчик термокондуктивного расходомера;
- датчик диэлькометра (влажмера).

В нижней части блока датчика устанавливается защитный фонарь.

Электронный блок прибора смонтирован на шасси и содержит:

- датчик локатора муфт
- датчик канала ГК (фотоэлектронный умножитель и кристалл NaI)
- датчик шумомера
- плату управления
- плату АЦП
- плату питания

Герметизация внутренней полости прибора осуществляется резиновыми уплотнительными кольцами. Прибор питается по жиле каротажного кабеля стабилизированным током.

Измерение температуры в скважине производится путём измерения сопротивления платинового датчика, установленного в тонкой медной защитной трубке на блоке датчиков. Поскольку сам датчик имеет очень маленькие геометрические размеры (1-2 мм) и установлен в тонкой защитной трубке, то канал измерения температуры имеет очень маленькую тепловую инерцию. Сопротивление датчика измеряется путём преобразования напряжения в цифровую форму 24-х разрядным АЦП. Благодаря большой разрядности АЦП и конструкции датчика прибор обеспечивает высокую точность и достоверность измерения температуры в скважине (Показатель тепловой инерции не более 2с и

чувствительность $0,001^{\circ}\text{C}$). Значение температуры измеренное АЦП передаётся из прибора в каротажную станцию по геофизическому кабелю в цифровом виде.

Результаты. На скважине №1 необходимо было установить высоту подъёма цемента за 245 мм колонной. По данным термометрии высота подъёма цемента отмечалось на глубине 1025 м увеличением теплового поля. На рисунке 6 представлено, что на этой глубине можно отметить резкое изменение теплового поля с 29°C до 33°C . Дальнейшая динамика изменения теплового поля по стволу скважины соответствует термоградиенту площади, смещенному на несколько градусов в сторону увеличения, что говорит о наличии цемента и происходящей экзотермической реакции при затвердевании. Кроме того можно наблюдать множество аномалий теплового поля, которые имеют корреляцию с кривой среднего диаметра DS, записанной в открытом стволе в процессе бурения скважины. На кривой среднего диаметра, увеличение диаметра соответствует наличию каверн, соответственно в кавернах при цементировании объём цемента больше и больше тепловыделение при затвердевании цемента. Что и наблюдается на термограмме. Особенно большие каверны, по кривой DS, в интервале 2560 – 2660 м, увеличение диаметра с 300 до 500 мм, соответствуют глинам, подтверждение этому заметно по увеличению значений на кривой гамма каротажа. Аномалии на термограмме тоже показывают увеличение объёма цемента за колонной.

Заключение. В работе для достижения цели были рассмотрены общие сведения, геологическое строение, нефтегазоносность Учебного ПХГ, скважинные приборы для проведения термометрии, их устройство, работа, метрологические характеристики, теоретические основы физико-геологических процессов, происходящих при цементировании скважин, факторы качественного цементировании. Среди таких факторов отмечены высота подъёма цемента в затрубном пространстве; полнота и равномерность заполнения затрубного пространства цементом; степень сцепления цементного камня с колонной и с породой.

В результатах работы показано на примере скважины № 1, каким образом используется метод термометрии для оценки высоты подъёма цемента в затрубном пространстве. Выводы, сделанные по данным термометрии, подтверждены данными акустического каротажа.

По итогам работы можно сказать, что задача качественного крепления обсадных колонн газовых скважин цементированием решается, в том числе, и контролем высоты подъёма цемента в затрубном пространстве методом термометрии.