

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

Кафедра геофизики

**Оценка технического состояния скважины №1 методами ГИС на
Степновском ПХГ**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 нефтегазовое дело
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического ф-та
Сенина Валерия Дмитриевича

Научный руководитель

Д.г.-м.н., профессор

подпись, дата

В.А. Огаджанов

Зав. кафедрой

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2025

Введение. Геофизические методы исследования скважин (ГИС) широко используются в нефтегазовой отрасли для анализа различных аспектов, включая оценку технического состояния скважин. Применение методов ГИС позволяет проводить комплексный анализ данных, объединяя пространственную информацию с другими источниками данных, такими как геологические карты, данные мониторинга и результаты буровых работ.

Актуальность работы состоит в том, что комплекс ГИС применяют для решения геологических и технических задач. К геологическим задачам, в первую очередь, относят литологическое расчленение разрезов, их корреляцию, выявление полезных ископаемых и определение параметров, необходимых для подсчета запасов. К техническим задачам относят изучение инженерно-геологических и гидрогеологических особенностей разрезов, изучение технического состояния скважин, контроль разработки месторождений нефти, газа и угля, проведение прострелочно-взрывных работ.

Целью бакалаврской работы является определение технического состояния скважины комплексом геофизических методов.

Объектом исследования является скважина №1 ПХГ №1 Саратовской области.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

- изучение и сбор геолого-геофизического материала на территории работ в пределах месторождения №1;
- рассмотрение методик геолого-геофизических исследований ствола скважины;
- изучение технического состояния скважины с помощью методов ГИС.

Выпускная квалификационная работа состоит из трех разделов:

1. Краткая геолого-геофизическая характеристика
2. Геолого-геофизические исследования
3. Результаты работ

Основное содержание работы. Подземное хранилище газа №1 по

своему административному положению расположено на территории Советского района, Саратовской области. Подземное хранилище газа №1, созданное на базе выработанного одноименного нефтегазоконденсатного месторождения, располагается на территории Советского района Саратовской области на равнинной левобережной части р. Волги. Площадь пересекается густой сетью оврагов небольшой глубины вреза. Высотные абсолютные отметки рельефа дневной поверхности колеблются от 67 до 90м. Основной водной артерией района является р. Большой Караман, протекающая в 10км южнее ПХГ. Ближайший промышленный центр – город Энгельс, расположен в 55км западнее ПХГ, а областной центр (г. Саратов) находится в 90км к западу. Связь с ним осуществляется с помощью автодороги с асфальтовым покрытием. В 25км к югу от ПХГ проходит железнодорожная магистраль Москва – Оренбург (станция Золотая Степь).

Степновское поднятие выявлено по поверхности палеозоя в результате сейсмических работ, проведенных в 1950-1951 гг. В этот же период в рассматриваемом районе было произведено структурное бурение, в процессе которого наличие Степновского поднятия подтвердилось и по мезозойским реперам.

Основные запасы многопластового месторождения №1 были сосредоточены в пласте D₂V+VI, который в пределах площади представляет единый мощный резервуар, обладающий высокими емкостно-фильтрационными параметрами. Открытая пористость продуктивной части составляет 19,7%, водоносной - 18,4 %. По результатам динамических исследований газовых скважин проницаемость пород-коллекторов равна $(2,1-870,0) \cdot 10^{-3}$ дарси, абсолютная проницаемость по данным изучения керна изменяется от $7,8 \cdot 10^{-3}$ до $3048,5 \cdot 10^{-3}$ дарси. Коллектор представлен большей частью песчаниками кварцевыми в различной степени глинистыми, слюдистыми, участками пиритизированными.

Разрез ПХГ №1 сложен отложениями девонской, каменноугольной и пермской систем палеозойской группы, юрской и меловой систем

мезозойской группы, неогеновой и четвертичной систем кайнозойской группы.

Советско-Степновский вал, протягивающийся в северо-западном направлении по южному склону Балаковско-Пугачевского свода, является положительной структурой второго порядка, осложненной рядом локальных структур III порядка, расположенных в виде двух тектонических линий - Степновско-Фурмановской и Советско-Генеральской.

Степновская структура третьего порядка, в которой создано ПХГ, находится в Степновско-Фурмановской дислоцированной зоне, в пределах которой с юго-востока на северо-запад выделено пять локальных поднятий (Любимовское, Степновское, Первомайское, Восточно-Сусловское и Фурмановское), расположенных гипсометрически одно выше другого.

Как и вообще для разреза Среднего и Нижнего Поволжья, для Степновской структуры в осадочном чехле выделяется пять структурных этажей, отличающихся друг от друга по своим структурным характеристикам, а, следовательно, по характеру и направленности тектонических движений, происходивших в различные геологические эпохи: малоизученный рифейский, девонский, верхнепалеозойский, мезозойско-палеогеновый и неоген-четвертичный. ПХГ создано в отложениях пластов D_2V+VI воробьевских и $D_2IVб$ и $D_2IVа$ ардатовских слоев живетского яруса, относящегося к девонскому структурному этажу.

Разработка месторождения №1 велась с 1959 года, начальный газонасыщенный объем 110 млн.м³, начальное пластовое давление 24 МПа. За время разработки газонасыщенный поровый объем сократился до 62 млн. м³, пластовое давление снизилось до 2,5 МПа.

По мере падения пластового давления в силу перепада давления между газовой и водоносной частями пласта с конца 1963 г. начал проявляться упруговодонапорный режим. Происходило обводнение скважин, расположенных в северной части залежи, при этом скважины, расположенные южнее, эксплуатировались без выноса пластовой воды при

тех же отметках нижних дыр перфорации, т. е. за период разработки явно наблюдалось направленное движение пластовых вод с севера на юг. Начиная с 1963 г. количество газа, приходящегося на 0,1 МПа, возросло, что указывало на начавшееся продвижение воды в залежь.

Методика исследования. Геофизические методы исследования скважин служат для получения геологической документации разрезов скважин, выявления и промышленной оценки полезных ископаемых, осуществления контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений, изучения технического состояния скважин и т.д. С этой целью по данным ГИС изучают в скважинных условиях физические свойства горных пород. Методы ГИС подразделяются на электрические, радиоактивные, акустические, магнитные, термические и т.п. Геофизические методы позволяют представить разрезы скважин комплексом физических характеристик, таких, как удельное электрическое сопротивление, радиоактивность, теплопроводность изучаемых сред, скорость распространения упругих волн в них и т.п.

Основным документом для геологической службы является литолого-стратиграфическая колонка, содержащая результаты интерпретации материалов ГИС и сведения о положении границ пластов и их толщине, литологической характеристике каждого пласта, наличии коллекторов, характере флюида, заполняющего поровое пространство продуктивных пластов (нефть, газ, вода), и др. Окончательный результат геофизических исследований представляется такими физическими параметрами, изучаемыми методами ГИС, как пористость, проницаемость, глинистость пород, коэффициент нефтегазонасыщения порового пространства. Оценка этих параметров и составляет один из важнейших этапов процесса интерпретации геофизических данных. Интерпретация, в свою очередь, может быть качественной, если, например, определяется литологический состав породы, и количественной, если оценивается количество содержащегося в породе того или иного компонента (глины, нефти, газа и

др.).

Методы ГИС используются также при контроле технического состояния скважин и при исследовании действующих скважин в процессе разработки нефтегазовых месторождений. За последнее время широкое распространение получила интерпретация данных ГИС с помощью ЭВМ и персональных компьютеров.

Разработка месторождений нефти и газа проводится в соответствии с технологическими и техническими мероприятиями, обеспечивающими рациональное извлечение УВ сырья из пластов-коллекторов и управление этим процессом. Контроль за разработкой методами ГИС предусматривает определение начального распределения нефти и воды в залежи, изучение особенностей заводнения продуктивных пластов, определение коэффициентов вытеснения нефти, охвата заводнением и нефтеотдачи в пределах обводненной части залежи, исследование технического состояния скважин. Системы разработки с заводнением обеспечивают наибольший эффект. Причем основное влияние на динамику технико-экономических показателей разработки оказывает геологопромысловая характеристика нефтегазосодержащих объектов.

Целью проведения ГИС - диагностика – проведение ГИС без подъема НКТ в газовой среде, а также при капитальном ремонте без НКТ для определения технического состояния эксплуатационной колонны (степени изношенности), герметичности колонны и заколонного пространства.

Периодический контроль технического состояния скважин геофизическими методами осуществляется в 2 этапа.

Первый этап проводится в скважинах со спущенными НКТ в газовой среде. Условия проведения работ соответствуют условиям проведения текущего контроля.

Второй этап периодического контроля технического состояния скважины проводится после подъема НКТ в процессе КРС в скважине заполненной негазированной жидкостью.

При изучении технического состояния обсадной колонны решаются следующие задачи:

- определение мест положения муфтовых соединений колонны, сопоставление с мерой колонны по акту на спуск после бурения;
- выявление интервалов нарушения целостности, интервалов смятия, эллипсности колонны;
- определение толщины стенки эксплуатационной колонны, выявление интервалов износа;
- оценка изменения технического состояния колонны во времени за период эксплуатации скважины до капитального ремонта;
- проведение специальных исследований при различных технологических операциях в процессе ремонта (определение вырезанных участков эксплуатационных колонн, установка пакеров, прочее.).

Обязательный комплекс ГИС для решения задач второго этапа контроля тех. состояния включает в себя методы РК (ГК, НГК), ЛМ, ВчГ, БМ, Вл, МИД, АКЦ, СГДТ, ВАД (или ПТС).

Результаты работ. В целях определения технического состояния скважины №1 на ПХГ №1 был произведен комплекс геофизических методов. Цель исследования - выделение скоплений газа и интервалов его перетоков, диагностика технического состояния обсадных колонн, и оценка герметичности при исследованиях через НКТ (первый этап).

Колонна 168 мм состоит из 2 труб в интервале глубин 0,0-18,0 м; 146 мм колонна состоит из 208 труб в интервале глубин 18,0-2225,29 м.

Забой – 2225,29 м. Искусственный забой – 2180,0 м.

Интервал перфорации 2150,0-2166,0 м (20 отв./ пог.м, 14.06.1984 г.)

Кровля пласта-коллектора (D₂V) воробьевского горизонта на глубине 2149,0м (абс.отм. - 2064,5м с учетом данных инклинометрии).

Альтитуда стола ротора – 78,5 м. Альтитуда уровня земли – нет данных.

По данным нейтронного гамма-каротажа:

- в интервале глубин 2,2-6,0 м отмечается приустьевая зона повышенных нейтронных характеристик, возможно связанная с наличием в заколонном пространстве пустот, не заполненных цементом или жидкостью;
- на глубине 17,6 м наблюдается изменение показаний НГК связанное с переходом диаметра эксплуатационной колонны со 168 мм на 146 мм;
- зоны загазованности заколонного пространства и вторичного накопления газа в разрезе скважины не отмечаются;
- изменение показаний НГК на глубине 544,8 м связано с положением уровня жидкости в НКТ; на глубине 555,3 м - с возможным уровнем в затрубье.

По данным гамма каротажа:

- в интервале глубин 2144,3-2151,0 м отмечается повышение показаний ГК относительно предыдущих замеров;
- изменения показаний естественной гамма-активности вне указанного интервала определяются литологическим строением разреза.

По данным термометрии, барометрии, влагометрии:

- температурные изменения в скважине обусловлены литологическим строением разреза, конструктивными особенностями скважины, а также характером заполнения скважины и заколонного пространства;
- признаки движения флюидов по заколонному пространству не отмечаются на момент проведения ГИС;
- уровень жидкости в НКТ отмечается на глубине 544,8 м;
- с глубины 2147,5 м отмечается уровень более плотного флюида, датчики «замазались», показания прибора не информативны.

По данным магнитоимпульсной дефектоскопии:

- выход из НКТ 89 мм отмечается на глубине 2150,5 м; количество полных НКТ - 208 штук;
- толщина стенок НКТ меняется в пределах 6,1-6,8 мм;

- чётко отбиваются муфтовые соединения эксплуатационной колонны, количество полных труб эксплуатационной колонны в интервале ГИС – 204 штуки + 1 неполная;
- переход диаметра 168x146 мм отмечается на глубине 17,6 м;
- толщина стенок 168 мм эксплуатационной колонны меняется в пределах 9,2-9,7 мм;
- толщина стенок 146 мм эксплуатационной колонны с номинальной толщиной стенки – 8,0 мм меняется в пределах 6,8-8,3 мм;
- понижением значений расчетной толщины стенки отмечаются секции эксплуатационной колонны в интервалах глубин: 136,9-158,8 м; 1225,8-1231,1 м; 1253,6-1265,7 м; 1531,4-1542,3 м; 1576,3-1588,1 м; 1753,7-1781,7 м, отличающиеся по номинальной толщине стенки, либо перечисленные трубы изготовлены из материала, отличающегося по электромагнитным свойствам;
- толщина стенок 146 мм эксплуатационной колонны с номинальной толщиной стенки – 10,0 мм меняется в пределах 8,5-10,4 мм;
- понижением значений расчетной толщины стенки отмечаются секции эксплуатационной колонны в интервалах глубин: 1827,8-1838,9 м; 1955,3-1978,1 м; 2021,6-2028,2 м; 2070,7-2089,4 м; 2128,2-2138,9 м, отличающиеся по номинальной толщине стенки, либо перечисленные трубы изготовлены из материала, отличающегося по электромагнитным свойствам;
- на результаты расчета толщины стенки эксплуатационной колонны оказывает значительное влияние изменение толщины стенки НКТ, положение секций насосно-компрессорных труб;
- намагниченность отмечается практически по всему телу колонны, что вносит дополнительную погрешность в расчетную толщину стенки и определение дефектов;
- трещин, разрывов и явных дефектов эксплуатационной колонны вне интервала перфорации не выявлено;

- башмак 273 мм технической колонны отмечается на глубине – 1118,0 м (по акту на спуск от 02.09.1955 г. – 1120,2 м).

Заключение. В результате написания выпускной квалификационной работы был собран геолого-геофизический материал на территории работ в пределах ПХГ №1, по которому была рассмотрена методика исследования скважины комплексом ГИС с целью диагностики ее технического состояния.

По данным НГК в интервале глубин 2,2-6,0 м отмечается приустьевая зона повышенных нейтронных характеристик, возможно связанная с наличием в заколонном пространстве пустот, не заполненных цементом или жидкостью; на глубине - 17,6 м отмечается изменение показаний НГК, связанное с переходом диаметра эксплуатационной колонны со 168 мм на 146 мм. Изменение показаний НГК на глубине 544,8 м связано с положением уровня жидкости в НКТ; на глубине 555,3 м - с возможным уровнем в затрубье.

В интервале глубин 2144,3-2151,0 м отмечается повышение показаний ГК относительно предыдущих замеров. Изменения показаний естественной гамма-активности вне указанного интервала определяются литологическим строением разреза.

Трещин, разрывов и явных дефектов эксплуатационной колонны вне интервала перфорации не выявлено. Толщина стенок эксплуатационной колонны (168x146 мм) меняется в пределах 6,8-10,4 мм.

По данным термометрии признаки движения флюидов по заколонному пространству не отмечаются на момент проведения ГИС. По данным гидродинамических методов уровень жидкости в НКТ отмечается на глубине 544,8 м; уровень более плотного флюида на глубине 2147,5 м.

Применение методов ГИС в оценке технического состояния скважин способствует повышению эффективности производства, снижению затрат на обслуживание и минимизации рисков, связанных с эксплуатацией скважин.