

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

Кафедра геофизики

**Оценка технического состояния скважины №24 Северо-Прибрежной  
площади Краснодарского края с помощью методов ГИС**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 5 курса 531 группы  
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Геолого-геофизический сервис»  
геологического факультета  
Мурадова Анвара Тохтамурадовича

**Научный руководитель**

К.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

**Зав. кафедрой**

К.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2026

**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 бакалаврской 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 №24 Северо-Прибрежной площади Краснодарского края.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

- изучение и сбор геолого-геофизического материала на территории работ в пределах месторождения;
- рассмотрение методик геолого-геофизических исследований ствола скважины;
- изучение технического состояния скважины с помощью методов ГИС.

Работа изложена на 45 страницах машинописного текста, состоит из введения, трех глав, заключения и списка использованных источников, включающего 14 наименований. Работа содержит 10 рисунков и 5 таблиц.

**Основное содержание работы.** По административному делению Северо-Прибрежная площадь расположена на территории Славянского района Краснодарского края, в 130 км в северо-западном направлении от краевого

центра, в 4км к северо-западу от станции Черноерковской. Железнодорожная станция "Протока" (г. Славянск – на – Кубани) находится в 46км к юго-востоку. К станции Черноерковской ведет асфальтированное шоссе через станцию Петровскую, которое выходит на асфальтированное шоссе Славянск-Ачуево. Дорожная сеть в районе, прилегающем к площади, развита слабо. Большинство дорог грунтовые, труднопроходимые в осенне-зимний период.

В орогидрографическом отношении Северо-Прибрежная площадь расположена в пределах низменной равнины, занятой плавнями и лиманами, частью мелиорированной под рисовые чеки, с сетью оросительных каналов. Древесной растительности нет.

Климат района умеренно-континентальный, со среднегодовой температурой +11-12°C. Лето сравнительно сухое, жаркое, со среднемесячной температурой +25°C. Зимой среднемесячная температура - 5°C, однако бывают морозы до -20°C. Безморозный период 195 дней. Среднегодовое количество осадков 550-600мм, большая часть их выпадает в осенне-зимний период в виде дождя.

Промышленность в районе работ практически отсутствует. Население занято в сельском хозяйстве.

Водоснабжение буровых будет осуществляться из артезианских скважин, пробуренных на площадках этих скважин.

Газоносный комплекс пород Прибрежных месторождений включает меловые и третичные отложения. Нижний мел представлен главным образом, песчано-глинистыми отложениями, заканчивающимися пачкой темных жирных альбских глин с небольшими прослоями рыхлых песчаников. Верхний мел представлен в основном карбонатной толщей – известняками и мергелями.

В разрезе третичных пород, представленных в районе всеми ярусами палеогена и неогена, преобладают песчано-глинистые отложения. Исключение составляют мергели и известняки фораминиферовых отложений, а также прослой известняков в сараматском ярусе и мэотическом ярусе.

Наибольший интерес представляют продуктивные, карагано-чокракские

слои среднего миоцена, которые являются газоносными на Прибрежных площадях.

В строении Северо-Прибрежной площади Краснодарского края принимают участие неогеновые отложения.

Газоконденсатные месторождения Прибрежной площади относятся к одному типу залежей – пластовому и приурочены к сводам антиклинальных поднятий. В тектоническом плане эти площади представляют собой антиклинальные складки. Крупные тектонические нарушения здесь отсутствуют, а геологическое строение не отличается от остальных разбуриваемых площадей.

**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 литологостратиграфическая 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.).

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.

При геофизическом контроле применяются как методы, входящие в обязательный комплекс ГИС (КС, ПС, кавернометрия, ГК, НГК, ННК-т, импульсные методы и пр.) и используемые в основном для оценки текущей нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, так и специальные методы, изучающие эксплуатационные характеристики пластов (в том числе выделение интервалов притока и приемистости пластов) и техническое состояние скважин (расходомерия, термометрия, резистивиметрия, импульсный нейтронный гамма-метод, акустический и др.).

После окончания бурения в скважину, как правило, спускают обсадные колонны, а затрубное пространство между стенкой скважины и ее внешней поверхностью заливают цементом. Цементирование затрубного пространства необходимо для разобщения отдельных пластов с целью устранения перетоков различных флюидов из одного пласта в другой. Высококачественное цементирование обсадных колонн позволяет однозначно судить о типе флюида, насыщающего породу (нефть, газ, вода, нефть с водой и т.п.), правильно

подсчитывать запасы нефти и газа и эффективно осуществлять контроль разработки нефтегазовых месторождений. О высоком качестве цементирования обсадных колонн свидетельствуют следующие показатели: – соответствие подъема цемента в затрубном пространстве проектной высоте его подъема; – наличие цемента в затрубном пространстве в затвердевшем состоянии; – равномерное распределение цемента в затрубном пространстве; – хорошее сцепление цемента с колонной и породами. Качество цементирования обсадных колонн контролируется методами термометрии и радиоактивных изотопов, гамма-гамма-методом и акустическим методом.

Определение местоположения цемента в затрубном пространстве по данным термических исследований основано на фиксации тепла, выделяющегося при твердении цемента. Метод позволяет установить верхнюю границу цементного кольца и наличие цемента в затрубном пространстве. Зацементированный интервал отмечается на термограмме повышенными значениями температуры на фоне общего постепенного возрастания ее с глубиной и расчлененностью кривой по сравнению с кривой против незацементированных участков скважины. Максимальные температуры при схватывании цемента наблюдаются в интервале 6–16 часов, а температурные аномалии можно зафиксировать во времени от 6 часов до одних суток после окончания заливки. Верхняя граница цемента отмечается резким сдвигом кривой на термограмме. Следует отметить, что термометрия не дает сведений о характере распределения цемента в затрубном пространстве и качестве цементирования.

**Результаты работ.** В целях определения технического состояния скважины №24 Северо-Прибрежной площади 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).

Скважина №24 (наблюдательная) исследовалась комплексом ГИС с целью диагностики технического состояния скважины 16-17.03.2021 г. до глубины

2151,6 м (N13sr2).

По данным нейтронного гамма-каротажа - в интервале глубин 1,6-2,3 м отмечается приустьевая зона повышенной интенсивности нейтронных характеристик, обусловленная наличием загазованности заколонного пространства.

По временным замерам НГК от 15.02.1993 г., 19.01.2005 г., 14.05.2015 г. отмечалась приустьевая зона загазованности заколонного пространства нестабильная по мощности, максимальная мощность -132,8 м (15.02.1993 г.).

По промысловым данным на 29.01.2021г МКД 146X273 мм = 12,0 кгс/см<sup>2</sup> (1,18 МПа), 273X377мм = 0,0 МПа. 12.2014г 146X273 мм = 7,24 кгс/см<sup>2</sup> (0,71 МПа). Газ из МКП периодически стравливается. Работы по ликвидации МКД в ближайшее время не проводились.

Высота подъема цемента за 273 мм технической колонной на глубине - 957,0 м. Данные о качестве крепления колонны отсутствуют.

Высота подъема цемента за 168x146мм эксплуатационной колонной на глубине - 1225,0 м.

По данным АКЦ от 24.10.2001 г. (капремонт) в интервале глубин 0,0-1133,0 м отмечалось в основном отсутствие сцепления цемента с эксплуатационной колонной.

Зоны загазованности заколонного пространства (кроме указанной выше) и вторичного накопления газа в пластах над объектом эксплуатации не выявлены.

Изменение интенсивности нейтронных характеристик отмечается на глубинах: 19,7м - связано с переходом диаметра колонны с 168 мм на 146 мм; 57,6 м – смена толщины стенки эксплуатационной колонны.

Уровень жидкости в стволе скважины отмечается на глубине 2139,6 м).

По данным гамма каротажа:

- в интервалах глубин 1878,2-1880,4 м; 1941,0-1943,2 м отмечаются зоны аномально повышенной интенсивности гамма-каротажа относительно вмещающих пород (зоны отмечаются за период наблюдения 1993-2021 гг.);

- вне указанных интервалов изменения показаний естественной гамма-

активности определяются литологическим строением разреза.

По данным термометрии, барометрии, влагометрии – искажение термограммы отмечается практически по всему интервалу исследования (наибольшее в интервалах глубин: 148,4-296,8 м, 1231,7-2127,0 м), возможно из-за наличия в стволе пачек влажного газа (возможно вследствие продувки), что затрудняет выявление заколонных перетоков флюидов. По данным гидродинамических методов уровень жидкости в стволе скважины отмечается на глубине 2139,6 м.

По данным магнитной локации муфт:

- чётко отбиваются муфтовые соединения НКТ и эксплуатационной колонны в интервале одноколонной конструкции;
- остановка скважинного прибора СКАТ-К9 отмечается на глубине 2151,9 м (стоянка ЛМ отмечается на глубине 2150,7 м + величина «мертвого» пространства 1,2 м = 2151,9м).

По данным магнитоимпульсной дефектоскопии:

- чётко отбиваются муфтовые соединения НКТ и эксплуатационной колонны в интервале многоколонной конструкции;
- переход диаметра эксплуатационной колонны 168x146 мм отмечается на глубине 19,7 м.
- смена толщины 146мм колонны отмечается на глубинах 56,8 м, 1260,6 м;
- толщина стенки 168x146 мм эксплуатационной колонны меняется в пределах 9,4-9,8 мм (по акту на спуск колонны в интервале глубин 0,0-19,4 м – 10,0 мм (2тр., марка стали «Д»);
- толщина стенки 146 мм эксплуатационной колонны меняется в пределах 6,2-8,0 мм (в интервале ГИС) (по акту на спуск колонны: 19,4-56,4 м – 8,0 мм (3 бурильные трубы, марка стали не указана); 56,4-1261,13 м – 7,0 мм (113 тр., марка стали «Д»); 1261,13-1797,47 м – 8,0 мм (48 тр., марка стали «Д»); 1797,47- 2238,09 м-8,0 мм (36 бурильных труб, марка стали не указана);
- на результаты расчета толщины стенки эксплуатационной колонны

оказывает влияние изменение толщины стенки НКТ, намагниченность и положение секций насосно-компрессорных труб в эксплуатационной колонне;

- перфорация эксплуатационной колонны не отмечается (по проекту 2138,0-2143,0 м);
- трещин, разрывов и других дефектов эксплуатационной колонны вне интервала перфорации не отмечено;
- выход из 89 мм НКТ отмечается на глубине 2134,3 м (по промысловым данным БНКТ – на глубине 2137,24 м); количество полных труб– 253 штуки;
- толщина стенок 89мм НКТ меняется в пределах 6,1-7,1 мм (в акте на спуск толщина и марка стали не указаны, толщина принята для расчета по справочнику-6,5мм);
- намагниченность НКТ отмечается в интервалах глубин: 1.5-167.0, 1102.4-1111.9, 1550.2-1559.7, 1637.4-1647.2, 1840.6-1850.1, 1865.3-1894.3, 1910.4-1977.9, 1986.1-1995.6, 2004.9-2024.1, 2042.2-2104.1 м;
- башмак 273 мм колонны отмечается на глубине - 1129,4 м (по акту на спуск – 1130,48м).

**Заключение.** В соответствии с выше изложенными результатами можно сделать следующие выводы:

1. Максимальная глубина прохождения приборов – 2151,9 м.
2. По данным НГК в интервале глубин 1,6-2,3 м отмечается приустьевая зона повышенной интенсивности нейтронных характеристик, обусловленная наличием загазованности заколонного пространства.

Зоны загазованности (кроме указанной выше) и вторичного газонакопления в вышележащих отложениях над объектом эксплуатации не выявлены.

3. В интервалах глубин 1878,2-1880,4 м; 1941,0-1943,2 м отмечаются зоны повышенной интенсивности показаний гамма -каротажа относительно вмещающих пород.

4. По данным магнитоимпульсной дефектоскопии трещин, разрывов и

других дефектов эксплуатационной колонны 168x146 мм в интервале ГИС (вне интервала перфорации) не выявлено. Толщина стенок 168x146 мм эксплуатационной колонны меняется в пределах 6,2-9,8 мм.

5. По данным термометрии искажение термограммы отмечается практически по всему интервалу исследования (наибольшее в интервалах глубин: 148,4-296,8 м, 1231,7-2127,0 м), возможно из-за наличия в стволе пачек влажного газа (возможно вследствие продувки), что затрудняет выявление заколонных перетоков флюидов;

По данным гидродинамических методов уровень жидкости в стволе скважины отмечается на глубине 2139,6 м.

Показания датчика термометра и манометра в кровле перфорации на момент проведения ГИС:

T2138,0 м= 63,43 °С; P2138,0 м= 60,72 кгс/см<sup>2</sup> (5,96 МПа).

Использование ГИС для оценки технического состояния скважин позволяет повысить эффективность их работы, сократить расходы на обслуживание и уменьшить эксплуатационные риски.