

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

Кафедра геофизики

**Выделение коллекторов терригенного девона и оценка их
петрофизических характеристик скважины магистрального
месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 531 группы заочной формы обучения специальность

21.03.01 Нефтегазовое дело

профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»
геологического факультета

Мамедова Эмиля Яваровича

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 2025

Введение. Комплекс работ, включающий геофизические исследования, проводимые для изучения разреза скважин и определения местоположения нефтяных и газовых пластов, контроля технического состояния и режима эксплуатации скважин, а также прострелочно-взрывные работы в скважине, получил название промысловая геофизика.

В каждой бурящейся скважине производят тщательное исследование вскрываемого ею разреза, определение последовательности и глубины залегания пластов, их литологических свойств, нефтегазоносности и водоносности. Эти данные необходимы для выявления нефтяных и газовых пластов, изучения геологического строения месторождения, оценки степени нефтегазонасыщения и коллекторских свойств пород, рациональной разработки месторождения, подсчета запасов нефти и газа.

Одним из важнейших направлений повышения эффективности интерпретации промыслово-геофизических наблюдений является комплексная интерпретация промыслово-геофизических и геологических данных, представляющих собой взаимодополняющие материалы.

Целью бакалаврской работы является интерпретация геофизических исследований в скважине №100 Магистрального месторождения. Для достижения цели были выполнены следующие задачи:

- собран и проанализирован геологические и геофизические материалы, характеризующие геологическое строение и нефтеносность Магистрального месторождения;
- рассмотрены теоретические основы проведения и задачи геофизических исследований и их интерпретация;
- изучен литолого-стратиграфический разрез по данным ГИС,
- определены коэффициенты пористости, проницаемости и нефтенасыщенности коллекторов по ГИС;

- выделены пласты коллекторы по данным интерпретации геофизических каротажей;

- определить характер насыщения пород-коллекторов по соотношению методов, основанных на исследовании керна и ГИС.

Бакалаврская работа состоит из введения и 3 разделов: раздел 1 – «Краткая геологическая характеристика района работ»; раздел 2 – «Методика геофизических работ ГТИ»; раздел 3 – «Результаты исследований», заключения и списка использованных источников. **Основное содержание работы**

В административном отношении Магистральное месторождение расположено на территории Кинельского района Самарской области.

В 2014 году, в соответствии с выполнением программы по поисковому бурению, начато поисковое бурение на Магистральной структуре. По результатам бурения и освоения поисково-оценочной скважины №100, установлена промышленная нефтеносность пласта ДШ ардатовского горизонта среднего девона, выявлено нефтенасыщение по данным ГИС и керна в пласте ДІ пашийского горизонта верхнего девона.

Территория Магистрального лицензионного участка была изучена геологической, гравиметрической и аэромагнитной съёмками; электроразведочными и сейсморазведочными работами; структурнопоисковым, глубоким поисково-разведочным и эксплуатационным бурением.

В 1960-1967 гг. рассматриваемая территория изучалась сейсморазведкой МОВ, а с 1980 года – МОГТ.

Последние МОГТ-3D полевые сейсморазведочные работы на Магистральной площади были выполнены в 2012г.

Согласно программе поисково-разведочного бурения в сентябре 2014 года на Магистральной структуре была закончена бурением поисково-оценочная

скважина № 100, в которой установлена промышленная нефтеносность пласта ДІІІ ардатовского горизонта.

Геологический разрез исследуемого района представлен осадочными породами палеозойской и кайнозойской групп, залегающих на породах кристаллического фундамента архейского возраста. Вскрытая толщина осадочных пород в пределах Магистрального месторождения составляет 3150 м.

В региональном тектоническом плане Магистральный участок приурочен к западной части Бузулукской впадины, в зоне ее сочленения с ЖигулевскоПугачевским сводом.

Согласно нефтегеологическому районированию Магистральное месторождение находится в пределах Бузулукской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Ближайшими месторождениями являются Зареченское, Жихаревское, Малышевское месторождения, в которых выявлены промышленные залежи нефти в терригенных отложениях девона.

На Магистральном месторождении продуктивными являются пласт ДІ пашийского горизонта и пласт ДІІІ ардатовского горизонта вскрытые в скважине №100.

Основная цель ГИС заключается в изучении геологического разреза скважины и строения месторождения при подсчете запасов и контроле за разработкой месторождения. В практике каротажа для различных скважинных условий и различных нефтегазоносных провинций установились определенные комплексы геофизических исследований скважин (ГИС). Комплексы ГИС решают следующие основные задачи:

1. Литологическое расчленение разреза скважины
2. Корреляция разрезов скважин

3. Выделение пластов полезного ископаемого и оценка его содержания
4. Получения параметров, необходимых для подсчета запасов месторождения
5. Контроль за разработкой месторождения по данным геофизических измерений в эксплуатационных скважинах

Каждый обязательный комплекс включает основные и дополнительные методы. Основные методы комплекса в нефтяных и газовых скважинах выполняются по всему разрезу скважины в масштабе 1:500. В перспективных интервалах (в интервалах коллекторов) разведочных и эксплуатационных скважин выполняются также дополнительные методы в масштабе 1:200.

Методы комплекса ГИС на месторождениях нефти и газа можно условно разделить на следующие группы по характеру решаемых геологических задач:

1. выделение коллекторов
2. определение пористости
3. определение глинистости
4. оценка продуктивности (нефтегазонасыщенности)

Состав методов оптимального комплекса ГИС зависит в основном от особенностей геологического разреза и параметров промывочной жидкости.

Различают терригенные, карбонатные, гидрохимические и смешанные геологические разрезы. Коллектора бывают межзерновые, трещинные, кавернотрещинные и смешанного типа. В терригенном разрезе преобладают межзерновые коллектора, в карбонатном разрезе – каверно-трещинные и смешанные. Различают высокопористые и низкопористые, чистые и глинистые коллекторы. Особую группу межзерновых коллекторов составляют коллекторы с карбонатным или силикатным цементом.

Параметры промывочной жидкости существенно влияют на состав комплекса ГИС. Применяют следующие промывочные жидкости: глинистые растворы, техническую воду и нефилтрирующиеся растворы.

На первоначальном этапе проникновения фильтрата в коллектор поступают твердые (глинистые) частицы промывочной жидкости. Таким образом, образуется зона коьматации, толщиной до 12-16 мм в песчаниках и алевролитах. В трещинных породах зона коьматации может достигать нескольких метров. При этом глинистая корка не образуется.

Построение литологического разреза скважины включает две операции:

1. определение границ и толщин отдельных пластов;
2. оценка литологической характеристики выделенных пластов.

Основные физические признаки горных пород в песчано-глинистом разрезе следующие:

- глины и аргиллиты отличаются повышенной естественной радиоактивностью;
 - максимальными отклонениями кривой ПС вправо;
 - минимальными отклонениями кривой НК от нулевой линии;
- увеличением фактического диаметра скважины по сравнению с номинальным диаметром.

Песчаники характеризуются минимальными отклонениями кривой ПС от нулевой линии; положительными приращениями на диаграммах стандартных микрозондов МКЗ.

Алевролиты характеризуются промежуточными между песчаниками и глинами физическими признаками.

Плотные карбонатные породы уверенно выделяются по максимальным показаниям НКТ и КС, минимальными ГК и АК; диаметр скважины против плотных карбонатных пород равен номинальному значению.

Трещиноватые и кавернозные известняки и доломиты характеризуются пониженными значениями КС. Однако КС против нефтегазонасыщенных пористых карбонатных пород соизмеримо с сопротивлением крепких разностей при неглубоком проникновении раствора.

Комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) для определения пористости и проницаемости используется большая группа методов: КС, ПС, ВП, ГК, ГГК-П), ННКТ, НГК, АК, ЯМК.

Основные свойства коллектора, отличающие его от вмещающих пород, - это проницаемость, пористость и глинистость.

Признаки коллектора делятся на прямые и косвенные.

Прямые признаки коллектора:

- сужение диаметра за счет образования на стенке скважины глинистой корки ($d_c > d_n$);
- положительные приращения на диаграммах МКЗ ($\rho_{кПМЗ} > \rho_{кГМЗ}$);
- наличие радиального градиента сопротивления по диаграммам разноглубинных зондов электрического каротажа (КС, БК, ИК).

Косвенные признаки коллектора:

- критические значения проницаемости $k_{пр}$, пористости k_P , глинистости $k_{гл}$ и геофизических параметров, отражающих изменение этих величин ΔJ_γ , $\Delta J_{n\gamma}$, α ПС и другие.

Для изучения коэффициента проницаемости горных пород могут быть использованы методы сопротивлений, потенциалов вызванной и собственной поляризации пород, а также естественного гамма-излучения.

В нефтегазонасыщенных коллекторах всегда присутствует некоторое количество пластовой воды, поэтому эти коллекторы обладают конечным электрическим сопротивлением. Определение нефтенасыщенности коллекторов основано на том, что электрическое сопротивление коллектора возрастает с увеличением количества нефти или газа в его поровом пространстве.

Результаты исследований

На Магистральном месторождении пробурена одна поисковая скважина 100. Промыслово-геофизические исследования в скважинах проводились стандартным комплексом ГИС с использованием отечественной аппаратуры. Количественная интерпретация ГИС проводилась в поточечном и попластовом режиме в автоматизированной интегрированной информационнообработывающей системе ВИДГИС (ОАО «Тверьнефтегеофизика», г. Тверь) с привлечением данных керна, результатов испытаний скважин и комплексных палеток ВНИИЯГГ.

По всему стволу скважины в масштабе глубин 1:500 проводились геофизические исследования, которые включали запись диаграмм КС, ПС, кавернометрию, радиоактивные методы (НГК и ГК, ГГКП), БК, АК, инклинометрию.

В интервале продуктивных пластов ГИС проводились в масштабе 1:200 комплексом, который включал следующие методы: стандартная электрометрия (потенциал–зонд и ПС); боковое каротажное зондирование; микрозондирование (МГЗ и МПЗ); боковой метод (БК); микробоковой метод (МБК); индукционный метод; радиоактивные методы (ГК, НГК, ГГКП); акустический метод (АК); кавернометрия; инклинометрия.

Бурение скважин осуществлялось долотами диаметром 0,216 – 0,269 м. Детальные промыслово-геофизические исследования в масштабе 1:200 проводились в отложениях верхнего и среднего девона, нижнего и среднего

карбона. В качестве промывочной жидкости при проходке скважин применялись глинистые растворы с параметрами:

- удельный вес $-1.1 - 1.17 \text{ г/см}^3$;
- вязкость – 45-65 сек;
- водоотдача – $6 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$
- удельное электрическое сопротивление (УЭС): $0.14 - 0.55 \text{ Ом.м.}$

Продуктивные коллекторы Магистрального месторождения относятся к терригенным отложениям пашийского горизонта верхнего девона - пласт ДІ и ардатовского горизонта - пласт ДІІІ среднего девона. Выделение коллекторов производилось с использованием прямых и косвенных качественных признаков, указывающих на проницаемость пластов и наличие в них подвижного флюида.

Признаки нефтенасыщения по керну отмечаются в пашийских, ардатовских отложениях.

В разрезе Магистрального месторождения промышленная нефтеносность выявлена в терригенных отложениях ардатовского горизонта среднего девона (пласт ДІІІ), нефтенасыщение по данным ГИС и керна – в терригенных отложениях пашийского горизонта верхнего девона (пласт ДІ).

Продуктивный пласт ДІ в разрезе приурочен к верхней части пашийского горизонта и представлен песчаниками светло-серыми, серыми, разномерными, плотными, с пропластками аргиллитов.

Покрышкой пласта служат аргиллиты нижней части тиманского горизонта и уплотненные алевролитоглинистые породы, залегающие в верхней части пашийского горизонта.

Нефтенасыщение определено по данным ГИС. Водонефтяной контакт (УВНК) по пласту ДІ принят по данным ГИС на абс. отм. минус 2824,2 м по подошве нефтенасыщенного пропластка. Кровля водонасыщенного коллектора отбивается на абс. отм. минус 2827,4 м. При испытании в открытом стволе в

интервале 2867,0-2886,0 (-2809,4-2828,4) м получен приток воды с пленкой нефти, перебитой глинистым раствором, дебитом 364,5 м³/сут при депрессии 5,6 МПа. Интервал испытания охватывает водонасыщенный прослой коллектора в подошвенной части пласта, что объясняет получение минерализованной воды в притоке.

Коэффициент расчленённости – 4. Нефтенасыщенная толщина в скв. 100 составляет 14,8 м.

Продуктивный пласт ДП в разрезе приурочен к нижней части ардатовского горизонта и представлен песчаниками светло-серого цвета, мелкозернистыми, от слабой до средней крепости, трещиноватыми.

Покрышкой пласта служат вышележащие прослои плотных алевролитов и аргиллитов.

Нефтенасыщение определено по данным ГИС и подтверждено при опробовании в колонне в интервале 2971,0-2975,0 (-2913,3-2917,3) м. Получен приток нефти дебитом 107,85 м³/сут на 8 мм штуцере.

Водонефтяной контакт в скважине принят по данным ГИС на абс. отм. - 2923,2 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты анализа и обработки каротажных кривых позволили оценить литологический состав пород по разрезу скважины, выделить коллекторы терригенных пластов ДП пашийского и ДП ардатовского горизонтов, оценить эффективную нефтенасыщенную толщину и рассчитать коэффициенты пористости, нефтенасыщенности и проницаемости.

Для определения коэффициента нефтенасыщенности пласта ДП и пласта ДП Магистрального месторождения использовались удельные электрические

сопротивления пластов, определенные по данным электрометрии (ИК), и пористость, определенная по НГК:

Для пласта ДІ $K_p = 0,17$ д.ед, $K_n = 0,89$ д.ед

Для пласта ДІІІ $K_p = 0,14$ д.ед, $K_n = 0,83$ д.ед.

По залежам нефти, определены коллекторские свойства продуктивных пластов, а также физико-химические свойства флюидов.

В разрезе Магистрального месторождения промышленная нефтеносность выявлена в терригенных отложениях ардатовского горизонта (пласт ДІІІ), нефтенасыщение по данным ГИС и керна – в терригенных отложениях пашийского горизонта (пласт ДІ). Характер насыщения пластов – нефть.