

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

Кафедра геофизики

**«Выделение пород-коллекторов терригенных отложений среднего
девона и определение их подсчетных параметров по данным ГИС на
примере Январской структуры»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
геологического факультета
Егеля Александра Викторовича

Научный руководитель
д.г.-м.н., профессор

Зав. кафедрой
к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

В.А. Огаджанов

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2026 год

Введение. Породы-коллекторы нефти и газа способны вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке. Они являются основными объектами поисков и изучения геофизическими методами в скважинах поисково-оценочного, разведочного и эксплуатационного бурения. Тема выделения пород-коллекторов и определения их подсчётных параметров относится к методически хорошо разработанным направлениям нефтегазовой геологии.

Одновременно сохраняются некоторые трудности, заключающиеся в неоднозначности истолкования результатов геофизических исследований. Современная геофизика в своем арсенале имеет большое число разнообразных методов, рациональное комплексирование которых помогает при решении геологических задач.

Актуальность темы определяется тем, что подсчётные параметры напрямую входят в расчёт запасов и в построение геологических и гидродинамических моделей, а значит — влияют на оценку экономической эффективности, планирование бурения и стратегию дальнейшей разработки месторождения.

В данной работе объектами исследований являются отложения тиманского и пашийского горизонтов среднего девона, вскрытые скважиной №55 на Январской структуре. По результатам проведенных в скважине геофизических исследований планируется выделить пласты-коллекторы и определить их подсчётные параметры.

Исходя из вышеперечисленного, целью данной бакалаврской работы является «Выделение пород-коллекторов терригенных отложений среднего девона и определение их подсчетных параметров по данным ГИС на примере Январской структуры».

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

- анализ фактического материала по Январской структуре;
- интерпретация данных геофизического исследования скважин;
- выделение пластов-коллекторов в отложениях тиманского и пашийского горизонтов среднего девона;

- определение коэффициентов пористости и нефтенасыщенности.

В структуру выпускной квалификационной работы входят три основных раздела: геолого-геофизическая характеристика района работ, методика работ и результаты работ.

Основное содержание работы. Раздел 1 Краткая геологическая характеристика района работ. В административном отношении Январская структура расположена на востоке Республики Татарстан в Сармановского района, в 36 км к северу от г. Альметьевск (подраздел 1.1).

К настоящему моменту времени участок работ охвачен геологической съёмкой (1944-2007 гг.), электроразведкой (1982 г.), гравиметрической (1961-1979 гг.) и аэромагнитной (1973 г.) съёмками, аэрокосмогеологическими исследованиями (1987-1989 гг.), сейсморазведкой МОВ (1961-1962 гг.), МОГТ 2Д (1989-2006 гг.) и МОГТ 3Д (2006-2017 гг.), сейсмокаротажными работами (1960-1972 гг.), ВСП и НВСП (2001-2011 гг.), комплексными геофизическими и геохимическими исследованиями (2001-2008 г.), тематическими (1982, 1998 гг.) и научно-исследовательскими (2006 г.) работами, а также структурным (1959-1993 гг.) и поисково-разведочным (1961-2015 гг.) бурением (подраздел 1.2).

В геологическом строении принимают участие породы протерозоя, девонского, каменноугольного, пермского, неогенового и четвертичных возрастов (подраздел 1.3).

Рассматриваемая территория располагается на востоке Восточно-Европейской платформы. В региональном тектоническом плане по поверхности кристаллического фундамента Январская структура расположена в пределах северного склона Южно-Татарского свода, по поверхности нижнекаменноугольных отложений – в южной прибортовой зоне Нижнекамского внутриформационного прогиба Камско-Кинельской системы (подраздел 1.4).

В нефтегазоносном отношении Январская структура расположена в Южно-Татарской нефтегазоносной области (НГО) Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

На близлежащих площадях выделены нефтегазоносные комплексы девонских терригенных отложений пашийского (пласт D_{3ps}) и тиманского (пласт D_{3tm}) горизонтов, девонских карбонатных отложений мендымского горизонта (пласт D_{3mn_1}), турнейских карбонатов упинского (пласт $C_{1уп}$) и кизеловского (пласт $C_{1кз}$) горизонтов, терригенных отложений бобриковского (пласт $C_{1бр}$) и тульского (пласты $C_{1тл_2}$, $C_{1тл_3}$) горизонтов.

Объектами исследований в данной работе являются пласты тиманского и пашийского горизонтов (подраздел 1.5).

Раздел 2 Методика работ. Скважина №55 Январская пробурена в 2023 г.

В процессе бурения скважины был проведен следующий комплекс промыслово-геофизических исследований: ПЗ, ГЗ, ПС, ГК, НГК, БКЗ, кавернометрия, инклинометрия, АК и ГГКп.

Качество диаграмм проверялось повторными замерами. В большинстве случаев каротажный материал хорошего качества. Недостатками выполненного комплекса является – искажение кривых электрического каротажа влиянием бурового раствора.

В целом, объем и качество выполненного комплекса геофизических исследований позволяют достаточно уверенно решать задачи выделения коллекторов и определения их характера насыщения в разрезе скважины №55 Январской.

Полученная информация в формате «las»-файлов обрабатывалась с использованием программного комплекса «Прайм». Для интерпретации материалов ГИС использовалась поточечная обработка с последующим осреднением значений по пластам. При интерпретации учитывались тип разреза, литологический состав коллектора, флюид, заполняющий поровое пространство породы, технология вскрытия пласта.

Выполненный комплекс ГИС позволил решить основные задачи:

- провести литологическое расчленение разреза скважины;
- определить эффективную мощность коллекторов;
- оценить сопротивление пластов;
- определить коэффициенты пористости, нефтегазонасыщенности коллекторов;
- оценить характер насыщения (подраздел 2.1).

Объектами исследований в данной работе являются пласты тиманского и пашийского горизонтов (подраздел 2.2).

Прямые качественные признаки являются наиболее надежным способом выделения коллекторов. Они основаны на доказательстве подвижности пластовых флюидов. Таким доказательством является установление факта наличия проникновения в пласты фильтрата промывочной жидкости и формирования (или расформирования) зоны проникновения. Эти факты в большинстве случаев являются достаточным признаком коллектора.

Признаками проникновения по данным ГИС являются:

- сужение диаметра скважины, зафиксированное на кривой кавернометрии, вследствие образования глинистой или шламовой корки;
- радиальный градиент сопротивлений, измеренных зондами с разной глубиной исследований;
- характерные показания на диаграммах микрозондов, т.е. наличие положительного приращения (превышение показаний микропотенциал-зонда - МПЗ над показаниями микроградиент-зонда - МГЗ).

Косвенные качественные признаки сопутствуют прямым признакам и характеризуют породы, которые по своим емкостным свойствам и чистоте минерального скелета могут принадлежать к коллекторам. К этим признакам относятся:

- аномалии на кривой самопроизвольной поляризации ПС;
- низкие показания на кривой гамма-каротажа (подраздел 2.2.1).

Оценка характера насыщения коллектора сводится к разделению коллекторов на продуктивные, из которых при испытании получают промышленный приток нефти или газа, и водоносные, дающие чистую воду, воду с пленкой нефти или признаками газа.

Удельное электрическое сопротивление пласта-коллектора является одним из основных исходных геофизических параметров, который используется в дальнейшем для качественной оценки характера насыщения коллекторов, количественной оценки коэффициента нефтегазонасыщенности (Кнг) продуктивных пластов.

Определение УЭС проводилось с использованием интегрированной системы обработки ГИС «Прайм». В программе реализована методика обработки ГИС, позволяющая корректировать УЭС с учетом влияния скважины, скин-эффекта, зоны проникновения вмещающих пород как непрерывно, так и по отдельным интервалам. Методические приемы при машинной обработке аналогичны приемам, применяемым при ручной обработке. Для оценки качества кривых потенциал-зонда, БКЗ, ИК, БК выбирались непроницаемые пласты значительной толщины (> 4,0 м) (подраздел 2.2.2).

Литологическое расчленение разреза основано на изучении кернового материала. В процессе бурения скважины №55 Январской производился отбор керна из продуктивных отложений франского яруса девонской системы в интервале 1687,5 – 1712,2 м. Результаты исследований керна отсутствуют, поэтому описание пород-коллектором приводится с привлечением данных описания керна соседних скважин.

Тиманский и пашийский горизонты представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Совместное описание данных горизонтов даётся вследствие однотипности их осадконакопления, что обусловило их схожую петрофизическую и литолого-петрографическую характеристику.

Тип коллектора по данным литолого-петрографических исследований в эффективных прослоях тиманско-пашийской толщи – поровый. По

классификации А.И. Кринари – среднеемкий, среднепроницаемый. Это подтверждают средние значения пористости 18,6 % и проницаемости $297,3 \cdot 10^{-3}$ мкм² для эффективной нефтенасыщенной части горизонтов.

Покрышками для пластов терригенного девона служат аргиллиты тиманского горизонта (подраздел 2.2.3).

К фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) относятся коэффициенты пористости (Кп) и проницаемости (Кпр). Оценка емкостной характеристики (Кп) продуктивных отложений тиманского и пашийского горизонтов на Январской структуре проводилась по данным количественной интерпретации данных ГИС. Коэффициент пористости коллекторов оценивался по данным методов НГК+ГК, АК и ГК-П.

Фильтрационная характеристика – коэффициент проницаемости (Кпр) – определялся по уравнению связи $K_{пр}=f(K_{п})$ (подраздел 2.3).

На месторождениях Татарстана определение пористости пластов проводится в основном по данным ГК-НГК, в соответствии с принятой методикой «Алгоритмы определения параметров продуктивных пластов на месторождениях Татарстана» (подраздел 2.3.1).

Для оценки коэффициента пористости в продуктивных пластах по акустическому каротажу использовалось уравнение среднего времени (подраздел 2.3.2).

В скважине №55 Январской проведена запись гамма-гамма плотностного каротажа. Преимущества этого метода по сравнению с другими методами ГИС состоят в слабом влиянии глинистости пород и структуры емкостного пространства на результаты определения Кп. Регистрируемым параметром ГК-П является функция объемной плотности пород (подраздел 2.3.3).

Оценка начальной нефтенасыщенности продуктивных пластов по геофизическим данным проводилась по зависимостям Арчи-Дахнова. Исходными данными для определения нефтенасыщенности пластов-коллекторов были удельные электрические сопротивления (УЭС) пласта,

принятое по индукционному методу, и пористость коллекторов, рассчитанная по данным НГК+ГК (подраздел 2.4).

Раздел 3 Результаты работ. Проведена обработка данных ГИС по скважине №55 Январской. Это позволило провести литологическое расчленение разреза, выделить интервалы залегания коллекторов, определить их фильтрационно-емкостные свойства и коэффициенты нефтенасыщенности.

Проведено выделение коллекторов по всей имеющейся в наличии информации. Выделение коллекторов производилось по комплексу геофизических методов с использованием прямых качественных и косвенных количественных признаков согласно общепринятой методике.

Характер насыщения коллекторов определялся на основании анализа материалов ГИС, результатов испытания и опробования, проведенных в скважине №55 Январской (подраздел 3.1).

Литологическое расчленение разреза основано на изучении кернового материала. Тиманский и пашийский горизонты представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами (подраздел 3.2).

Определение коэффициента пористости проведено по данным ГК-НГК, АК и ГГК-П. Для оценки глинистости коллекторов использовались данные ГК.

Определения коэффициента пористости методами каротажа являются косвенными и их достоверность обычно оценивается при сопоставлении с данными керна в интервалах с высоким его выносом (более 70 %) и высокой частотой определения параметра (не менее 2-3 образца на 1 м разреза), но в связи с отсутствием лабораторных исследований кернового материала, сопоставление произведено по методам определения пористости ГГК-П и ГК+НК, АК и ГК+НК в попластовом варианте.

Коэффициенты пористости, рассчитанные по методам, ГИС хорошо сопоставимы между собой. Разница варьируется в пределах 2% как с

положительным, так и с отрицательным знаком, т.е. не носит систематического характера.

Проведен расчет средневзвешенной величины коэффициента пористости в продуктивных пластах Январской структуры. По результатам анализа полученных данных видно, что значения пористости, определенные по РК, АК, ГГК-П имеют хорошую сходимость (подраздел 3.3).

Расчет коэффициентов нефтегазонасыщенности реализовался стандартным способом, базирующимся на петрофизических зависимостях относительного сопротивления (R_p) от пористости (K_p) и коэффициента увеличения сопротивления (R_n) от водонасыщенности (K_v).

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов в тиманском горизонте изменяется от 82,7% до 89,8% (2 определения), средневзвешенное значение пористости равно 87,1%.

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов в пашийском горизонте изменяется от 78,1% до 88,8% (5 определений), средневзвешенное значение пористости равно 86,1% (подраздел 3.4).

Заключение. Основная цель бакалаврской работы «Выделение пород-коллекторов терригенных отложений среднего девона и определение их подсчетных параметров по данным ГИС на примере Январской структуры».

В рамках настоящей работы для достижения поставленной цели выполнен комплекс задач: собран и проанализирован необходимый для работы геолого-геофизический материал по Январской структуре, выполнена интерпретация геофизического материала по скважине №55 Январской, выделены пласты-коллекторы в отложениях тиманского и пашийского горизонтов среднего девона, произведен расчет параметров пористости, глинистости и нефтенасыщенности.

Литологическое расчленение разреза основано на изучении кернового материала. Тиманский и пашийский горизонты представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами.

Определение коэффициента пористости проведено по данным ГК-НГК,

АК и ГГК-П. Для оценки глинистости коллекторов использовались данные ГК.

В виду отсутствия исследований керна скважины №55, провести оценку достоверности определения пористости по данным ГИС с пористостью, определенной по керну, не представляется возможным. Таким образом для подсчета запасов рекомендуется пористость, определенная по радиоактивному каротажу (НГК-ГК), который является одним из основных методов определения пористости, а также в соответствии с «Стандартом Объединения «Татнефть»» «Алгоритмы определения параметров продуктивных пластов на месторождениях Татарстана» (2013 г.). Пористость пластов, определенная по акустическому и гамма-гамма каротажу, служит в качестве контрольной.

Расчёт коэффициентов нефтегазонасыщенности реализовался стандартным способом, базирующимся на петрофизических зависимостях относительного сопротивления (R_p) от пористости (K_p) и коэффициента увеличения сопротивления (R_H) от водонасыщенности (K_v).

В качестве подсчетных параметров рекомендуются следующие данные:

По пласту D_{3tm} : K_p – 19%, K_H – 87%;

По пласту D_{3ps} : K_p – 17%, K_H – 86%.

Проведенный комплекс ГИС в скважине с достаточной точностью позволяет выделить коллектора, определить их фильтрационно-емкостные свойства. Результаты проделанной работы могут быть использованы для подсчета запасов нефти по продуктивным пластам D_{3tm} и D_{3ps} .