

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

Кафедра геофизики

**«Выделение продуктивных интервалов карбонатных пород-коллекторов
турнейского и заволжского горизонтов в скважинах № 1, 2
Ново-Покровского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 531 группы
очно-заочной формы обучения геологического факультета
направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
Полищука Дмитрия Николаевича

Научный руководитель

К. Г.-М.Н., доцент

подпись, дата

В.Ю. Шигаев

Зав. кафедрой

К. Г.- М.Н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2025

Введение. Определение фильтрационно-емкостных характеристик карбонатных коллекторских пород сопряжено с рядом сложностей. Они обусловлены неоднородной структурой порового пространства и разностью литологического состава, сформированного в результате специфических условий седиментации и последующих постседиментационных преобразований.

Отсутствие единого подхода в промыслово-геофизической практике для анализа таких пород требует создания специальных методов, позволяющих проводить детальное разделение коллекторов по вертикальному разрезу и латеральной протяжённости.

Актуальность исследований: определяется ключевой ролью карбонатных коллекторов в мировой нефтедобыче, на которые приходится более половины мировых запасов углеводородов. Особый интерес в этом контексте представляет объект исследования - Ново-Покровское месторождение Бобровско-Покровского вала, где карбонатные отложения являются основными продуктивными горизонтами.

Изучение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) карбонатных пород осложнено:

- 1) Высокой неоднородностью порового пространства;
- 2) Сложным литологическим составом, обусловленным условиями седиментации и постседиментационными изменениями;
- 3) Отсутствием универсальных методик интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) для таких коллекторов.

В связи с этим разработка специализированных подходов к оценке ФЕС карбонатных пород Ново-Покровского месторождения, включая комплексный анализ данных ГИС и лабораторных исследований керна, приобретает особую значимость.

Таким образом, данное исследование направлено на решение актуальной научно-практической задачи, имеющей непосредственное

значение для повышения эффективности освоения запасов Бобровско-Покровского вала.

Целью ВКР является выделение продуктивных интервалов в карбонатных коллекторах скважин 1, 2 Ново-Покровского месторождения на основе комплексного анализа данных ГИС.

В соответствии с поставленной целью в работе решались следующие **задачи**:

1. Провести анализ литолого-стратиграфического разреза, тектоники и нефтегазоносности месторождения.
2. Исследовать методы геофизических исследований скважин (БК, ИК, НГК, АК и др.), применявшиеся на месторождении и основы их интерпретации.
3. Выделить продуктивные интервалы карбонатных пород-коллекторов в скважинах 1, 2 Ново-Покровского месторождения.

Материалом для написания работы послужили данные геофизических исследований, полученных при оперативном подсчете запасов Ново-Покровского месторождения.

В структуру выпускной квалификационной работы входят три основных раздела: краткая геологическая характеристика района работ, теоретические основы методов ГИС и результаты исследования.

Основное содержание работы. Раздел 1 Краткая геологическая характеристика района работ. В административном отношении Ново-Покровское нефтяное месторождение расположено в Курманаевском районе Оренбургской области, в 50 км к юго-западу от г. Бузулук (подраздел 1.1)

Геологический разрез Ново-Покровского месторождения (подраздел 1.2) вскрыт бурением и представлен девонскими, каменноугольными, пермскими и четвертичными отложениями. Породы кристаллического фундамента в пределах месторождения скважинами не вскрыты.

В тектоническом отношении (подраздел 1.3) Ново-Покровское поднятие расположено в восточной части Жигулевско-Оренбургского

массива. Участок расположен в пределах западной части Бузулукской впадины и приурочен к Бобровско-Покровскому валу. Последний в свою очередь осложняет южный борт погребенного внутриформационного тектонического элемента, известного под названием Камско-Кинельской системы прогибов.

В нефтегазоносном отношении месторождение расположено в Бобровско-Покровской зоне нефтегазонакопления Северо-Бузулукского нефтегазоносного района Бузулукской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Ново-Покровское месторождение открыто в 2019 г. поисково-оценочной скважиной 1 Н-Покровской, в которой при опробовании получены промышленные притоки нефти из продуктивных пластов Т1 и Т2 турнейского яруса, Зл1 и Зл2 заволжского надгоризонта (подраздел 1.4).

Раздел 2 Методика исследований. В проектных скважинах Ново-Покровского месторождения проведены комплексные исследования ГИС: электрические, радиоактивные, скважинные методы малого радиуса и дополнительные исследования (акустический каротаж, кавернометрия) (подраздел 2.1).

Методика интерпретации данных ГИС (подраздел 2.2), позволяет определить в разрезе скважины продуктивные интервалы, содержащие углеводороды (УВ) и оценить характер их насыщения по значениям физических характеристик изучаемых пород разреза.

В ходе интерпретации используются два основных принципа выделения продуктивных пластов (пункт 2.2.1):

1. Качественный анализ—определение физических свойств флюида непосредственно в пластовых условиях, установленных по результатам интерпретации данных БК, ИК, НГК, АК и др.
2. Количественная оценка — классификация горных пород на коллекторы и неколлекторы на основании косвенных диагностических признаков с использованием граничных значений ключевых

петрофизических параметров (пористость, проницаемость, водонасыщенность).

Чаще всего предпочтение отдается первому приему. Это обусловлено тем, что регистрация физических свойств флюида происходит непосредственно в пластовых условиях.

В работе определение пористости продуктивных интервалов проводилось по методам нейтронного (НГК), акустического (АК) и гамма-плотностного каротажа (ГГК-П) (пункт 2.2.2).

Пористость относится к ключевым характеристикам пород-коллекторов, так как определяет их способность накапливать флюиды за счет присутствия в структуре пустот различного генезиса: межзерновых полостей, трещин, каверн и других видов порового пространства. Этот параметр количественно отражает емкостные свойства пласта и выражается через коэффициент пористости (K_p), используемый для оценки потенциального объема флюидов, который может содержаться в породе.

Поглощение бурового раствора пластом служит индикатором того, что порода - коллектор. Однако данный параметр, будучи обязательным критерием, не является исчерпывающим доказательством наличия коллектора.

Раздел 3 Результаты исследования. В скважинах в проектных горизонтах проведены ГИС, по данным которых автором были выделены коллекторы и определены их фильтрационно-емкостные свойства.

Согласно описанной методике (см. 2.2.2), выделение коллекторов в разрезе производилось в два этапа – по качественным признакам и по количественным критериям геофизических, петрофизических и гидродинамических параметров.

К качественным относятся следующие стандартные признаки:

- сужение диаметра скважины по данным кавернометрии;
- наличие «положительного» приращения кажущегося сопротивления МГЗ над сопротивлением МПЗ;

– средние показания НК относительно вмещающих пород; на диаграммах ГК – низкое и среднее значение естественной радиоактивности.

В скважинах выделены:

2 пласта-коллектора – турнейского возраста (Т) в скважине № 1 и 2 пласта коллектора в скважине № 2, а также 2 пласта-коллектора – заволжского возраста (Зл) в скважинах № 1 и № 2.

Скважина № 1:

Т1: 2883.1 – 2890.6 м., 2893.3 – 2898.5 м., 2900.4 – 2903.2 м.

Т2: 2917.9 – 2922.2 м., 2923.1 – 2939.8 м.

Зл1: 2976.6 – 2980.6 м., 2981.7 – 2997.3 м.

Зл1-1: 3002.0 – 3012.9 м., 3014.8 – 3031.1 м.

Скважина №2:

Т1: 2884.2 – 2903.4 м.

Т2: 2917.9 – 2920.4 м., 2922.9 – 2934.9 м.

Зл1: 2975.1 – 2995.1 м.

Зл1-1: 3004.2 – 3018.5 м.

Пласт – коллектор Т1 в скважине №1 имеет общую мощность = 24,7 м, и включает в себя 3 проницаемых пропластков мощностью 7,5, 5,2 и 2,8 м. соответственно.

Пласт – коллектор Т2 в скважине №1 имеет общую мощность = 21.9 м, и включает в себя 2 проницаемых пропластков мощностью 4,3 и 16,7 м. соответственно.

Пласт – коллектор Зл1 в скважине №1 имеет общую мощность = 20,9 м. и включает в себя 2 проницаемых пропластка мощностью 4 и 15,6 м. соответственно.

Пласт – коллектор Зл1-1 в скважине №1 имеет общую мощность = 24 м. и включает в себя 2 проницаемых пропластка мощностью 10,9 и 16,3 м. соответственно.

В скважине № 1 для определения коэффициента глинистости были использованы данные гамма-каротажа. Опорными пластами для расчета

разностного параметра являлись известняки проектного интервала скважины, залегающие в интервале 2891 – 2848,5м. и пласт аргиллитов, залегающий на глубине 2871 – 2873м. Значения гамма-интенсивности, снятые в опорных пластах равны 1,5мкР/ч и 16мкР/ч. Снятые с диаграммы ГК значения интенсивности исследуемых пластов равны: $I_1^Y=1,9$; $I_2^Y=1,5$; $I_3^Y=2,2$; $I_4^Y=3,3$.

В соответствии с этим посчитаны разностные параметры. Для $\Delta I_1^Y = 0.02$, для второго пласта $\Delta I_1^Y = 0,006$, третьего $\Delta I_1^Y = 0.04$, четвертого $\Delta I_1^Y = 0.12$, Исходя из полученных данных, а также используя зависимость, получаем что: $C_{г\text{л}1} = 0,02*0,7=0,014$ или 1,4%; $C_{г\text{л}2} = 0,006*0,7=0,0042$ или 0,42%; $C_{г\text{л}3} = 0,04*0,7=0,028$ или 2,8%; $C_{г\text{л}4} = 0,12*0,7=0,084$ или 8,4%.

Пласт – коллектор Т1 в скважине №2 имеет общую мощность = 24 м, и включает в себя 1 проницаемый пропласток мощностью 19,2 м.

Пласт – коллектор Т2 в скважине №2 имеет общую мощность = 20,1 м., и включает в себя 2 проницаемых пропластка мощностью 2,5 и 12 м.

Пласт – коллектор Зл1 в скважине №2 имеет общую мощность = 20,5 м., и включает в себя 2 проницаемых пропластка мощностью 20 м.

Пласт – коллектор Зл1-1 в скважине №2 имеет общую мощность = 23,4 м., и включает в себя 1 проницаемый пропласток мощностью 14,3 м.

Для определения коэффициента глинистости в скважине 2 опорными пластами все так же были выбраны пласты аргиллитов и известняков проектного разреза в интервалах: 2871 – 2874м и 2880 – 2883 м.

Значения гамма-интенсивности, снятые в опорных пластах равны 1 мкР/ч и 15 мкР/ч. Снятые с диаграммы ГК значения интенсивности исследуемых пластов равны: $I_1^Y=0,9$; $I_2^Y=2,7$; $I_3^Y=1,2$; $I_4^Y=2,2$.

По формуле были посчитаны разностные параметры. Для $\Delta I_1^Y = 0.01$, для второго пласта $\Delta I_2^Y = 0,12$, третьего $\Delta I_3^Y = 0.01$, четвертого $\Delta I_4^Y = 0.09$. Исходя из полученных данных, используя зависимость, представленную в формуле 3 получаем, что: $C_{г\text{л}1} = 0,01*0,7=0,007$ или 0,7%; $C_{г\text{л}2} = 0,012*0,7=0,0084$ или 8,4%; $C_{г\text{л}3} = 0,01*0,7=0,007$ или 0,7%; $C_{г\text{л}4} = 0,09*0,7=0,063$ или 6,3%.

Определение глинистости проводилось по методу ГК с использованием двойного разностного параметра $J_{гк}$ и палетки $J_{гк}=f(C_{гл})$. В качестве опорного глинистого пласта использовались аргиллиты радаевского горизонта, содержание глинистой фракции в котором принято равным 0.7, а связанной воды в глинах $0.2 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Для определения пористости методом АК применялось уравнение среднего времени, позволяющее рассчитать параметры пустотного пространства по данным о скорости распространения упругих волн в породе-коллекторе по следующей формуле 1:

$$K_{п} = (\Delta T - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}), \quad (1)$$

, где $\Delta T_{ж}=520 \text{ мкс/м}$, $\Delta T_{изв}=150 \text{ мкс/м}$.

Для определения коэффициента пористости был применен метод нейтронного гамма-каротажа (НГК), выбранный благодаря его повышенной точности в условиях данного месторождения. Данный метод обеспечивает надежную компенсацию влияния скважинных факторов, что позволяет получать достоверные результаты измерений.

При расчете пористости использовался относительный разностный параметр, представленный в формуле с внесением поправки в данные НГК на влияние естественного гамма-фона.

Оценка характера насыщения коллекторов по данным БК основана на определении удельного электрического сопротивления породы (ρ_p), которое используется для количественного определения коэффициента нефтенасыщенности (K_n).

Диапазон изменения УЭС для нефти составляет от 40.0 Омм и более, а диапазон изменения УЭС для воды составляет от 20.0 Омм и менее в зависимости от установленного коэффициента пористости.

Результаты интерпретации геофизических исследований скважин для продуктивных пластов Т1, Т2, Зл1 и Зл1-1 систематизированы и приведены в таблицах.

Заключение. В работе изучено Ново-Покровское месторождение, которое расположено в Курманаевском районе Оренбургской области. Оно приурочено к Бобровско-Покровскому валу в пределах Бузулукской впадины, относящейся к Камско-Кинельской системе прогибов. Продуктивные пласты в скважинах связаны с карбонатными отложениями турнейского яруса (Т1, Т2) и заволжского надгоризонта фаменского яруса (Зл1, Зл2).

Интерпретация данных ГИС проведена с использованием качественных: сужение диаметра скважины, аномалии сопротивления и количественных критериев: пористость, глинистость, УЭС.

Использованная методика интерпретации данных ГИС, включает анализ данных кавернометрии, ГК, НГК, электрических методов, применение двойного разностного параметра для расчёта глинистости и уравнения среднего времени для оценки пористости обеспечило высокую точность интерпретации, позволила выделить продуктивные пласты и охарактеризовать их параметры.

В результате проведенных ГИС на Ново-Покровском месторождении в двух разведочных скважинах было выделено 8 продуктивных пластов-коллекторов: по 4 в каждой скважине (2 турнейского и 2 заволжского возраста).

В скважине №1 были выделены следующие пласты

Т1: 3 проницаемых пропластка мощностью 7,5, 5,2 и 2,8 м.

Т2: 2 проницаемых пропластка мощностью 4,3 и 16,7 м.

Зл1: 2 проницаемых пропластка мощностью 4 и 15,6 м.

Зл1-1: 2 проницаемых пропластка мощностью 10,9 и 16,3 м.

В скважине №2 были выделены следующие пласты:

Т1: 1 проницаемый пропласток мощностью 19,2 м.

Т2: 2 проницаемых пропластка мощностью 2,5 и 12 м.

Зл1: 2 проницаемых пропластка мощностью 20 м.

Зл1-1: 1 проницаемый пропласток мощностью 14,3 м.

Значения $K_{ПНГК}$ изменяются от 4.9% до 14.0%, значения $K_{ПАК}$ изменяются от 4.4% до 14.6%, их сравнение с учетом $K_{ГЛ}$ (0-8.4%) и корреляции с высокими значениями УЭС (45-654 Ом*м) позволили надежно выделить продуктивные интервалы, оценить их пористость и подтвердить нефтенасыщение карбонатных коллекторов турнейского и заволжского возрастов.

Полученные параметры (K_p , $K_{ГЛ}$, УЭС) соответствуют критериям промышленной продуктивности:

Значения K_p находятся в диапазоне от 8.0 до 12.0 и свыше 12.0%. Хотя в отдельных пропластках (например, Т1 скв. №2) пористость опускается до 4.4%, подавляющее большинство интервалов демонстрируют значения, достаточные для отнесения к продуктивным.

Во всех интерпретированных пластах $K_{ГЛ}$ не превышает 8.4%, а в большинстве случаев составляет менее 5.0%, что свидетельствует о преобладании чистых известняков и высокой проницаемости.

Нефтенасыщенность коллекторов надежно подтверждается значениями УЭС, во всех выделенных продуктивных интервалах превышают 20.0 Омм, а часто достигают величин значительно выше 40.0 Омм, что однозначно указывает на насыщение нефтью.

Все результаты систематизированы в таблицах и подтверждены каротажными диаграммами.

Проведенные исследования подтвердили эффективность использования данных ГИС для комплексной оценки геолого-геофизических характеристик коллекторских пород. Это позволило получить достоверные значения пористости, необходимые для оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

Ново-Покровское месторождение стоит оценивать, как перспективное для разработки с потенциалом извлечения углеводородов из карбонатных коллекторов турнейского и заволжского горизонтов.