

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

Кафедра геофизики

**Литолого-петрофизическая характеристика карбонатных коллекторов
нижнего карбона и верхнего девона на примере Западного месторождения
(Оренбургская область)**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
геологического факультета
направление 05.04.01 «Геология»
Профиль «Геофизика при поисках нефтегазовых месторождений»
Шмаргун Ильи Федоровича

Научный руководитель
к.г.-м.н., доцент

М.В. Калининкова

Заведующий кафедрой
к. г.- м.н., доцент

Е.Н. Волкова

Саратов 2024

Введение. Актуальность темы выпускной квалификационной работы определяется тем, что карбонатные коллекторы представляют собой одну из наиболее распространенных и перспективных типов пород для добычи углеводородов. Однако, их исследование и анализ требует применения комплексного подхода и использования различных методов геофизических исследований (ГИС).

Изучение емкостных свойств карбонатных пород-коллекторов сопряжено с трудностями, обусловленными сложным строением порового пространства и разнообразным литологическим составом, что связано с условиями осадконакопления и постседиментационными процессами.

Отсутствие в практике промыслово-геофизических работ универсальной методики изучения карбонатных пород-коллекторов требует разработки специальных приемов детальной дифференциации изучаемых пород по разрезу и площади. Поэтому изучение карбонатных пород геофизическими методами в комплексе с лабораторными исследованиями является залогом успешной разработки залежей углеводородов [2].

Цель работы – изучить литолого-петрофизическую характеристику карбонатных коллекторов с использованием различных методов ГИС. Данный подход позволит получить более точную и достоверную информацию о свойствах коллекторов, что, в свою очередь, способствует оптимизации процесса добычи нефти и газа, а также разработке новых месторождений.

Данная цель подразумевала решение следующих задач:

1. Изучить геолого-геофизическую характеристику территории работ.
2. Охарактеризовать комплекс ГИС, проводимый на скважинах Западного месторождения;
3. Охарактеризовать особенности карбонатных коллекторов;
4. Определить $K_{п}$ по комплексу каротажей пористости;
5. Провести комплексирование каротажей пористости;
6. Построить петрофизические зависимости, отражающие емкостные свойства изучаемых объектов

7. Оценить эффективность выбранной методики комплексирования методов АК, ННК, ГГК-П.

Материалы настоящей работы докладывались на XV Региональной научно-технической конференции молодых специалистов ООО «СамараНИПИнефть», Самара, 2024 г.

Данная работа состоит из введения, трех разделов: раздел 1 Геолого-геофизическая характеристика исследуемой территории, раздел 2 методика исследований, раздел 3 результаты исследований, заключения, списка использованных источников. Объем работы составляет 54 страницы, включая 6 таблиц, 14 рисунков и 2 графических приложения.

Основное содержание работы. Раздел 1. Геолого-геофизическая характеристика исследуемой территории. В административном отношении Западное месторождение расположено в Курманаевском районе Оренбургской области.

В административном отношении Западное нефтяное месторождение расположено в Курманаевском районе Оренбургской области в 50 км к юго-западу от г. Бузулук.

Западное месторождение открыто в 2019 г. поисково-оценочной скважиной 1 Западной, в которой при опробовании в эксплуатационной колонне получены промышленные притоки нефти из продуктивных пластов Т1 и Т2 турнейского яруса, Зл1, Зл1-1+Зл1-2 и Зл2 заволжского надгоризонта.

Месторождение нефтяное, многопластовое. В составе месторождения выявлены пласты промышленного значения: Т1 и Т2 турнейского яруса, Зл1, Зл1-1, Зл1-2 и Зл2 заволжского надгоризонта (**подраздел 1.1**).

На Западном месторождении бурением вскрыты и охарактеризованы девонские, каменноугольные, пермские и четвертичные отложения – поисково-разведочным и эксплуатационным бурением вскрыты отложения среднефаменского яруса, две эксплуатационные скважины (скв. 20 и 21) вскрыли отложения эйфельского яруса. Породы кристаллического фундамента в пределах месторождения скважинами не вскрыты (**подраздел 1.2**). В

тектоническом отношении по поверхности кристаллического фундамента Западное поднятие расположено в восточной части Жигулевско-Оренбургского массива, что можно видеть на рисунке 2. По структуре плитного нижнедевонско-кайнозойского комплекса осадочного чехла 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 (**подраздел 1.3**). Западное месторождение открыто в 2019 г. поисково-оценочной скважиной 1 Западной, в которой при опробовании в эксплуатационной колонне получены промышленные притоки нефти из продуктивных пластов Т1 и Т2 турнейского яруса, Зл1, Зл1-1+Зл1-2 и Зл2 заволжского надгоризонта.

В нефтегазоносном отношении месторождение расположено в Бобровско-Покровской зоне нефтегазонакопления Северо-Бузулукского нефтегазоносного района Бузулукской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Залежи нефти на Западном месторождении установлены в карбонатных отложениях пластов Т1 и Т2 турнейского яруса нижнего карбона и Зл1, Зл1-1, Зл1-2 и Зл2 заволжского надгоризонта фаменского яруса верхнего девона. (**подраздел 1.4**).

Раздел 2. Методика исследований В исследовании участвовали вновь пробуренные разведочные скважины 2 и 3 Западные. Скважина 1 Западная пробурена ранее.

В скважинах в интервалах продуктивных отложений проведены геофизические исследования, по данным которых выделены коллекторы и определены их фильтрационно-емкостные свойства

Формирование планшетов ГИС, увязка данных по глубине, обработка и интерпретация материалов осуществлялась с помощью системы информационно-программного обеспечения ПК «Прайм» (**подраздел 2.1**).

Карбонатные коллекторы – это породы, которые содержат в себе пустоты (поры и трещины), способные накапливать и отдавать флюиды (нефть, газ или воду). Они образуются в результате различных геологических процессов, таких как выветривание, растворение, осаждение и т.д.

Особенности карбонатных коллекторов:

1. Сложность строения. Карбонатные породы имеют сложное строение, которое может включать в себя различные типы пористости (межзерновая, трещинная, кавернозная) и проницаемости (высокая, низкая, средняя). Это затрудняет их изучение и разработку.

2. Неоднородность. Карбонатные коллектора могут быть неоднородными по составу, структуре и свойствам. Это приводит к неравномерному распределению флюидов и осложняет их добычу.

3. Трещиноватость. Трещины являются одним из основных путей фильтрации флюидов в карбонатных породах. Они могут быть открытыми или закрытыми, иметь различную ориентацию и протяженность. Трещиноватость может существенно влиять на продуктивность скважин.

4. Кавернозность. Каверны представляют собой пустоты, образованные в результате растворения пород. Они также могут служить путями фильтрации флюидов. Кавернозность может увеличивать емкость коллектора.

Качество материалов АК, ННК, ГГКП проверяют независимо от выполненных калибровок аппаратуры по пластам с известными значениями D_1 , W , b . Ими служат плотные пласты (известняки, ангидриты, каменная соль), размытые глины, любые другие пласты с известными свойствами (**подраздел 2.2**). Для повышения точности и достоверности данных, получаемых при исследовании карбонатных пород, часто применяется комплексирование различных методов ГИС. Это позволяет получить более полную информацию о свойствах пород и их структуре, а также выявить закономерности и взаимосвязи между различными параметрами.

Одним из примеров такого комплексирования является использование акустического каротажа в сочетании с ННКт для определения пористости.

Использование комплексирования методов АК и НКт имеет ряд преимуществ:

1. Повышение точности данных: Комплексирование методов позволяет получить более точные и надежные данные о свойствах породы, так как каждый метод имеет свои преимущества и недостатки.

2. Улучшение качества интерпретации данных: Объединение данных из разных источников позволяет получить более полное представление о свойствах породы и улучшает качество интерпретации результатов.

Комплексирование методов ГИС направлено на более точное определение Кп (коэффициента пористости) за счёт взаимного нивелирования влияния внешних факторов на каждый из методов. К таким факторам можно отнести кавернозность и трещиноватость пород, которые будут негативно сказываться на записи АК. Или глинистость и маломощные пропластки для метода НКт.

Формирование планшетов ГИС, увязка данных по глубине, обработка и интерпретация материалов осуществляется с помощью системы информационно-программного обеспечения ПК «Прайм» (подраздел 2.3).

Раздел 3. Результаты исследований.

В скважинах значение коэффициента пористости определялось по методу НКт по водородосодержанию (W), определенному по результатам замеров большого и малого зондов.

В скважинах, где выполнен метод НК пористость рассчитывалась с помощью двойного разностного параметра ($\Delta J_{n\gamma}$) по формуле (1):

$$\Delta J_{n\gamma} = \frac{J_{n\gamma^i} \cdot J_{n\gamma^{\min}}}{J_{n\gamma^{\max}} \cdot J_{n\gamma^{\min}}}, \quad (1)$$

где $J_{n\gamma^i}$, $J_{n\gamma^{\min}}$, $J_{n\gamma^{\max}}$ – интенсивности, отсчитываемые против исследуемого пласта, против пластов с минимальными и максимальными показаниями вторичного гамма-излучения.

Предварительно в ПО вводилась поправка в НК за гамма-фон.

В качестве опорных принимались чистые плотные известняки тульского горизонта и турнейского яруса с максимальными показаниями НГК (U_b) и аргиллиты бобриковского горизонта с минимальными показаниями НГК (U_m).

Затем вводилась поправка за глинистость по формуле (2):

$$K_{п} = W - K_{гл} * W_{св} \quad (2)$$

где $K_{гл}$ – коэффициент глинистости, $W_{св}$ – содержание связанной воды в глинах.

Определение глинистости проводилось по методу ГК с использованием двойного разностного параметра $\Delta J_{гк}$ и палетки $\Delta J_{гк} = f(C_{гл})$ изображенных на рисунках 1 и 2. В качестве опорного глинистого пласта использовались аргиллиты бобриковского горизонта, содержание глинистой фракции в котором принято равным 0.8, а связанной воды в глинах $0.2 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

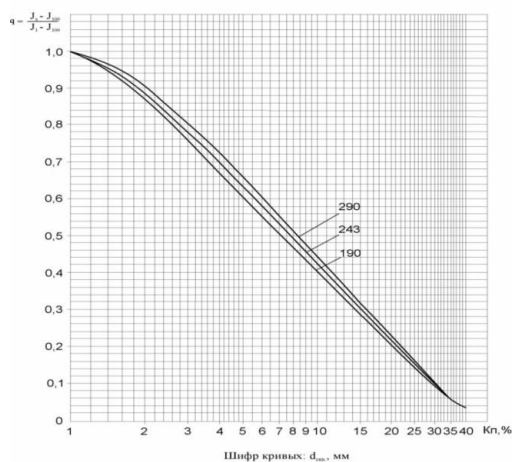


Рисунок 1 – Палетка для определения двойного разностного параметра $\Delta J_{гк}$ для приборов типа ДРСТ, СРК

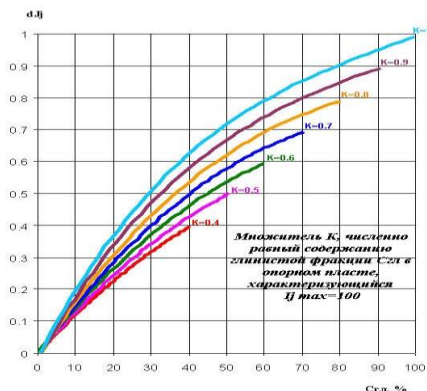


Рисунок 2 – Палетка для определения глинистости пород $C_{гл}$, % по относительной интенсивности гамма излучения ΔJ_{γ}

Пористость по методу АК определялась по уравнению среднего времени по формуле (3):

$$K_{п} = (\Delta T - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}), \quad (3)$$

где $\Delta T_{ж} = 540$ мкс/м, $\Delta T_{изв} = 155$ мкс/м [9].

При расчете пористости по методу ГГКп применялась формула (4):

$$K_{п} = (\rho_{ск} - \rho_{пл}) / (\rho_{ск} - \rho_{ж}), \quad (4)$$

где $\rho_{ск}$ – плотность скелета ($\rho_{скизв} = 2.71$ г/см³), $\rho_{ж} = 1.1$ г/см³.

Ранее одним из основных методов для расчета пористости использовался метод ННКт, но в ходе проведения работы рекомендуется использовать комплексирование методов ГИС, а именно АК и ННК.

В кавернозных и порово-керновых породах определяемые по уравнению среднего времени значения пористости занижены, по крайней мере, на половину емкости (пористости) каверн. Это не позволяет определять в них общую пористость, но, с другой стороны, представляет возможность оценки каверновой емкости при комплексной интерпретации материалов АК с данными ННК.

В случае отсутствия трещин (в литых известняках) предпочтительнее использовать комплекс этих методов.

На рисунках 3 и 4 представлено поинтервальное сравнение пористости по ГИС и керну в коллекторах пласта Т1, Т2, Зл, Зл1-1 и Зл1-2.

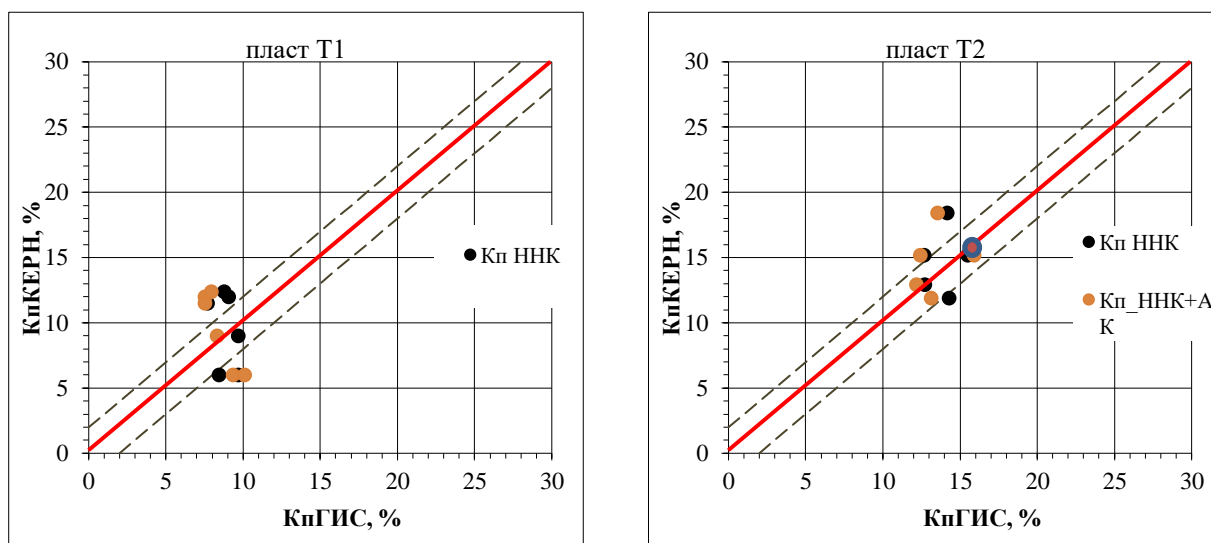


Рисунок 3 – Сравнение $K_{п_ГИС}$ и $K_{п_кern}$ по коллекторам пластов Т1 и Т2

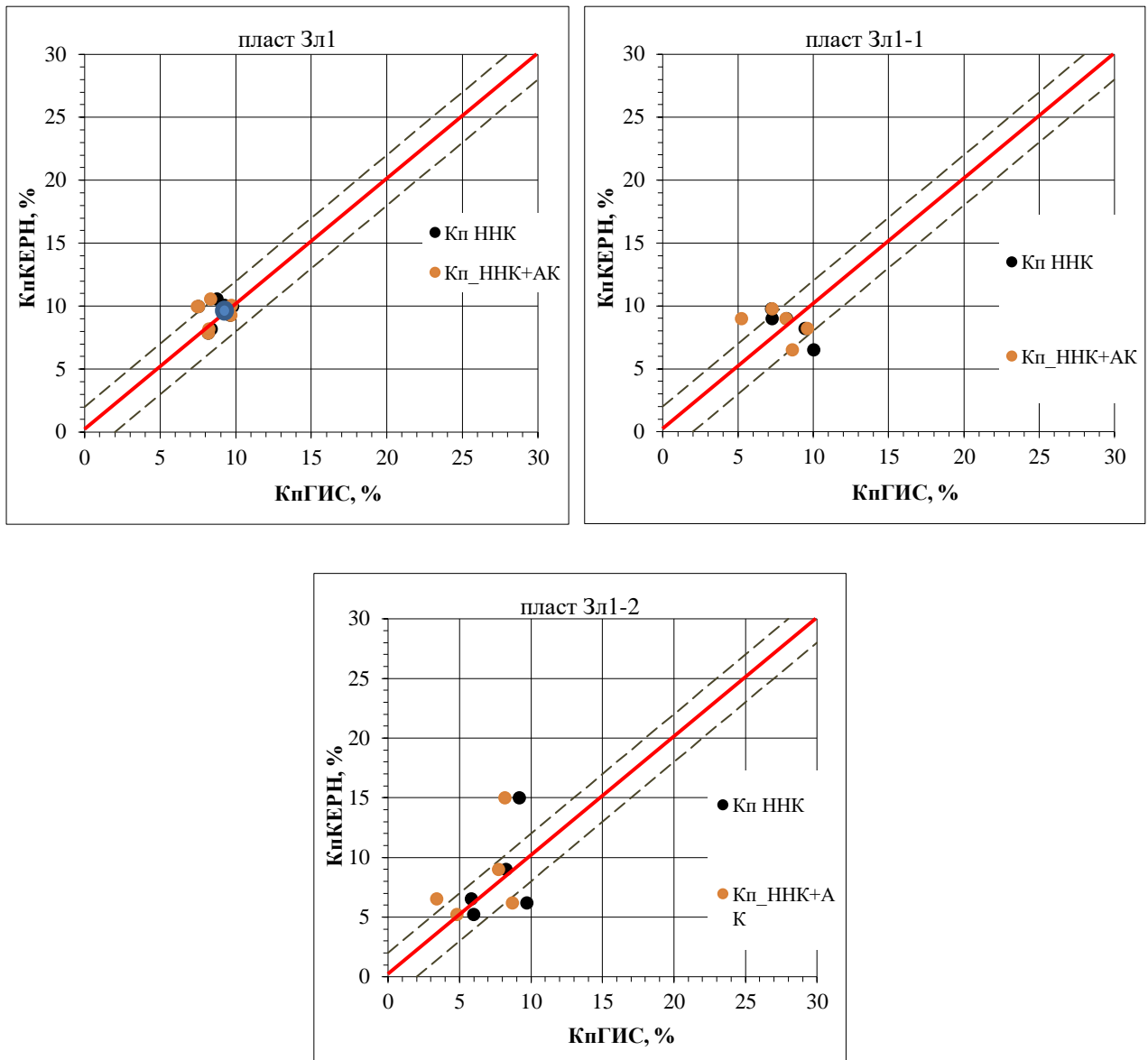


Рисунок 4 – Сравнение $K_{п_ГИС}$ и $K_{п_кern}$ по коллекторам пласта Зл, Зл1-1, Зл1-2

Как видно, в заволжских отложениях отмечается хорошая сходимость результатов, что свидетельствует о правильности выбора методики определения пористости комплексом ННК+АК.

Так же было проведено сопоставление методов между собой. В сопоставлении были использованы метод ННК и комплексирование методов ННК+АК, что можно видеть на рисунках 5 и 6.

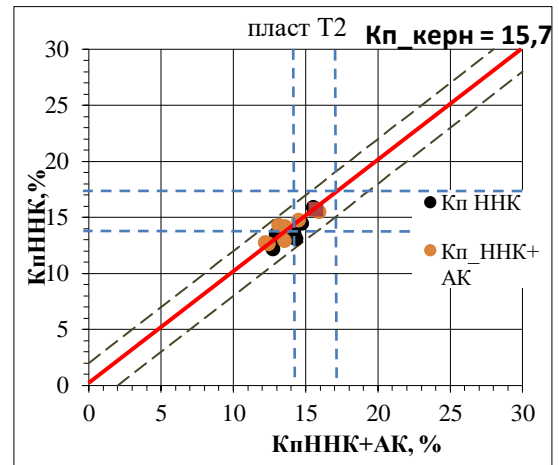
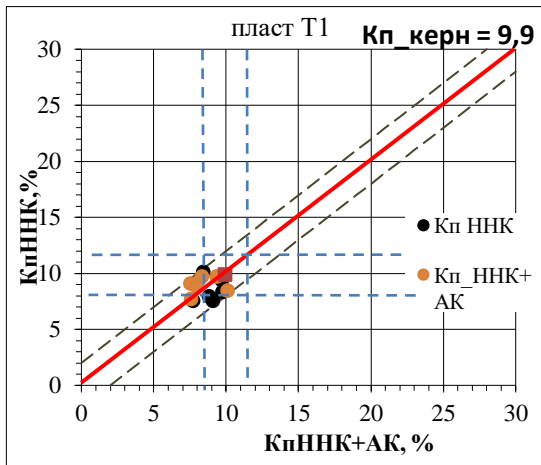


Рисунок 5 – Сравнение $K_{п_ННК+АК}$ и $K_{п_ННК}$ по коллекторам пластов Т1-Т2

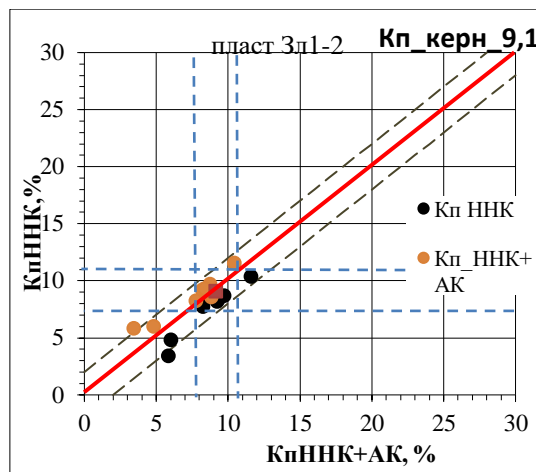
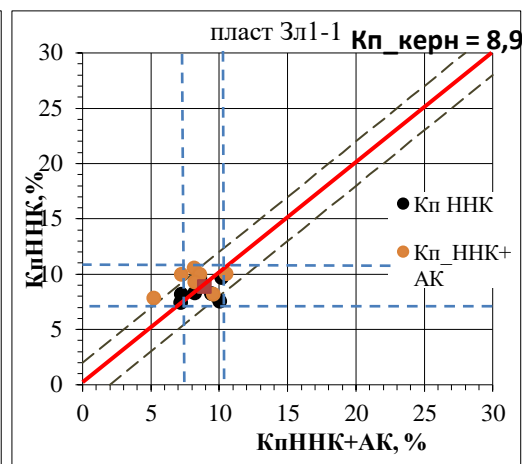
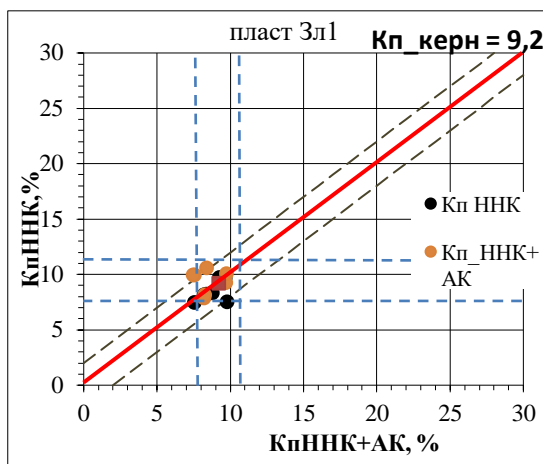


Рисунок 6 – Сравнение $K_{п_ННК+АК}$ и $K_{п_ННК}$ по коллекторам пластов Зл, Зл1-1 и Зл1-2

Как видно, в породах-коллекторах Заволжских отложений, в случае применения комплексирования методов ННК и АК значения $K_{п}$ остаются примерно равными значениям $K_{п_ННК}$ и местами больше приближены к значениям $K_{п}$ по керновым данным. Что нельзя сказать о коллекторах

турнейских отложений. Это может быть связано с трещиноватостью и кавернозностью данных отложений, о которых говорится в описании литологического строения месторождения.

В целом, комплексирование методов ННК и АК дают нам более точные значения Кп, около 2%.

Среднее значение пористости вычисляется в следующем порядке. Сначала по формуле находят среднее взвешенное значение пористости по разрезу скважин. В качестве весов в этом случае берут значения мощности геофизически однородных интервалов пласта. Интервалы разреза с пористостью ниже предельных значений в расчет не идут. При определении пористости по лабораторным исследованиям керна значение ее в геофизически однородном интервале пласта чаще всего вычисляется как среднее арифметическое, а средняя пористость по скважине - как средняя взвешенная по интервалам мощности, как в предыдущем случае. Если пористость, определенная по керну, мало изменяется по разрезу пласта (разница значений пористости в соседних интервалах невелика), то взвешивание по мощности в этом случае излишне, достаточно вычислить среднюю арифметическую величину. Значения пористости, меньшие нижнего предела, должны исключаться из расчета среднего, но при этом обязательно должна исключаться часть мощности пласта. Если каротажная характеристика не позволяет выделить мощность с некондиционной пористостью, то и при расчете пористости следует учитывать все образцы во избежание завышения среднего.

Заключение. В результате выполненной ВКР были проанализированы литолого-петрофизические характеристики карбонатных коллекторов турнейского и заволжского возрастов, а также проведена оценка их пористости путем комплексирования методов АК, ННК, ГГК-П.

Результаты работы показали, что изучение коллекторов на основе анализа данных ГИС является эффективным способом оценки их геолого-геофизических параметров. Благодаря комплексированию различных методов,

таких как нейтрон-нейтронный и акустический каротаж, удалось получить более полную картину о емкостных свойствах изучаемых объектов.

Тем не менее, при оценке коллекторов необходимо учитывать и другие факторы, такие как литологию, структуру и текстуру пород, а также степень их насыщения флюидами. Это позволит разработать более эффективные методы разработки месторождений и оптимизации добычи углеводородов.

Таким образом, можно сделать вывод, что использование литолого-петрофизического анализа и комплексирование методов АК, ННК, ГГК-П является важным инструментом для изучения свойств карбонатных коллекторов и оценки их пористости. Это способствует повышению эффективности геологоразведочных работ и развитию нефтегазовой отрасли.

В целом, внедрение комплексирования методов ГИС может способствовать снижению затрат на геологоразведочные работы и повышению эффективности добычи углеводородов. Однако для достижения этих результатов необходимо провести дополнительные исследования и разработать оптимальные методики использования данных ГИС в различных условиях.

В ходе написания работы автором:

- изучена геолого-геофизическая характеристика территории работ;
- охарактеризован комплекс ГИС, проводимый на скважинах Западного месторождения;
- охарактеризованы особенности карбонатных коллекторов;
- определены $K_{п}$ по комплексу каротажей пористости;
- было проведено комплексирование каротажей пористости
- построены петрофизические зависимости, отражающие емкостные свойства изучаемых объектов;
- оценена эффективность выбранной методики комплексирования методов АК, ННК, ГГК-П;