

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ
Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**Типизация пластов-коллекторов кизеловского горизонта (C_{1kz}) Песчано-
Уметского ПХГ.**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студентки 4 курса 403 группы

направления 05.03.01 «Геология»

профиль подготовки «Нефтегазовая геофизика»

геологический факультет

Алтынбаевой Зульфии Шакировны

Научный руководитель:

к.г.-м.н., доцент

М.В. Калининкова

Зав. кафедрой

геофизики:

к. г.-м. н., доцент

Е. Н. Волкова

Саратов 2026

Введение. Актуальность темы. Подземные хранилища газа (ПХГ), созданные в истощённых нефтегазовых месторождениях, играют ключевую роль в обеспечении энергетической безопасности и регулировании сезонных колебаний спроса на природный газ. Песчано-Уметское ПХГ, расположенное в Саратовской области, является одним из крупнейших в регионе и характеризуется сложным геологическим строением. Основные перспективы его дальнейшей эксплуатации связаны с карбонатными коллекторами кизеловского горизонта нижнего карбона. Сложность изучения таких коллекторов заключается в высокой неоднородности их пустотного пространства, которое часто имеет смешанный (порово-трещинно-кавернозный) тип.

Традиционные подходы к интерпретации геофизических данных, ориентированные на однородные гранулярные коллекторы, дают значительные погрешности при оценке фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) карбонатных пород. Это требует разработки и применения специализированных методик комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), позволяющих не только выделить коллектор, но и типизировать структуру его порового пространства, что напрямую влияет на достоверность подсчёта запасов газа и выбор режима эксплуатации ПХГ.

Цель работы: провести типизацию порового пространства пласта-коллектора кизеловского горизонта (C_1 kz) по скважине №234 Песчано-Уметского ПХГ на основе комплексного анализа данных ГИС.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

1. Дать детальную геолого-геофизическую характеристику Песчано-Уметскому месторождению, акцентировав внимание на строении карбонатного разреза.

2. Описать методику комплексной интерпретации данных ГИС (методы ГК, НГК, АК, микрокаротаж) для выделения коллекторов и оценки их ФЕС в карбонатных разрезах.

3. Выделить пласт-коллектор по прямым качественным признакам в скважине №234.

4. Количественно определить глинистость (Кгл) по данным гамма-каротажа (ГК) и пористость (Кп) по данным нейтронного (НГК) и акустического (АК) каротажа.

5. Провести типизацию порового пространства на основе сопоставления значений пористости по НГК и АК и обосновать тип коллектора кизеловских отложений.

Фактический материал и методы исследования. Работа выполнена по данным промыслово-геофизических исследований скважины №234 Песчано-Уметского ПХГ. Был проанализирован комплекс ГИС, включающий методы кажущегося сопротивления (КС), самопроизвольной поляризации (ПС), гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), акустический каротаж (АК), микрозонды и кавернометрию. Обработка и интерпретация данных проводились с использованием стандартных и специализированных петрофизических зависимостей, включая уравнение среднего времени для АК и методику относительных разностных параметров для НГК и ГК. Типизация порового пространства выполнена путём сравнительного анализа величин пористости, полученных методами, чувствительными к разным типам пористости.

Структура и объём работы. Реферат бакалаврской работы состоит из введения, четырёх основных разделов: 1. Геолого-геофизическая характеристика Песчано-Уметского ПХГ, 2. Методика работ, 3. Результаты работ, заключения и списка использованных источников.

Основное содержание работы. Раздел 1. Геолого-геофизическая характеристика Песчано-Уметского ПХГ

В данном разделе приводится детальное описание географического, тектонического и стратиграфического положения объекта исследования.

Песчано-Уметское месторождение расположено в 35 км к западу от г. Саратова, в пределах Приволжской возвышенности. В тектоническом отношении месторождение приурочено к южной части Рязано-Саратовского прогиба, в пределах линейной положительной структуры – Елшано-Сергиевского вала, ограниченного с юга региональной флексурой. Такое положение предопределило сложное блоковое строение и интенсивную трещиноватость пород.

Литолого-стратиграфический разрез представлен осадочными образованиями палеозойского и мезозойского возраста. Непосредственным объектом исследования является кизеловский горизонт (C_1 kz), входящий в состав шуриновского надгоризонта турнейского яруса нижнего карбона. Горизонт сложен известняками светло-серыми, органогенно-обломочными, мелкокристаллическими, плотными, трещиноватыми, битуминозными. В нижней части отмечается повышенная глинистость. Мощность горизонта составляет 20-24 м.

Продуктивность горизонта на Песчано-Уметском месторождении была установлена в 1948-1952 гг. В настоящее время залежь используется как часть технологического комплекса подземного хранения газа. Понимание структуры порового пространства (поровый, трещинный, кавернозный тип) является ключевым для моделирования процессов закачки и отбора газа, что и определяет актуальность настоящего исследования.

Раздел 2. Методика работ

Во втором разделе подробно рассмотрены теоретические и практические основы интерпретации геофизических данных, применённых в работе.

Выделение пластов-коллекторов в карбонатном разрезе производилось качественным (прямым) методом, основанным на фиксации признаков подвижности флюида в пласте. К таким признакам относятся:

1. Формирование глинистой корки – выявляется по сужению диаметра ствола скважины на кавернограмме.

2. Положительная девиация микрозондов – соотношение $рмпз > рмгз$, указывающее на наличие зоны проникновения фильтрата.

3. Наличие радиального градиента сопротивления – разница в показаниях БК и МБК.

4. Отрицательные аномалии ПС – характерные для проницаемых пород.

Ключевой частью работы является методика типизации порового пространства. Для карбонатных коллекторов характерны три основных типа: поровый (гранулярный), трещинный и кавернозный, а также их смешанные разновидности. Прямая идентификация этих типов по одному методу невозможна, поэтому используется косвенный метод, основанный на сравнении пористости, полученной разными геофизическими методами.

Принцип метода заключается в следующем:

· Акустический каротаж (АК) чувствителен к времени пробега упругой волны. В породах с межзерновой (блоковой) пористостью время пробега коррелирует с пористостью. Трещины и каверны, особенно не ориентированные по направлению распространения волны, могут не оказывать существенного влияния на измеряемое время Δt . Таким образом, $Kп(АК)$ стремится к блоковой (матричной) пористости.

· Нейтронный гамма-каротаж (НГК) реагирует на водородосодержание, которое прямо пропорционально общему объёму флюида (воды, газа, нефти) в поровом пространстве вне зависимости от формы пустот. Поэтому $Kп(НГК)$ даёт оценку общей (эффективной) пористости, включая каверны и открытые трещины.

Сопоставление значений $Kп(НГК)$ и $Kп(АК)$ позволяет сделать следующие выводы:

· Если $Kп(НГК) \approx Kп(АК)$, то поровое пространство преимущественно поровое (гранулярное).

· Если $K_p(\text{НГК}) \gg K_p(\text{АК})$, то присутствует значительная трещинно-кавернозная составляющая. Чем больше разница, тем выше доля вторичной пористости.

· Если $K_p(\text{НГК}) \approx K_p(\text{АК})$, но значения низкие, при этом есть а вторичная ёмкость связана с тектонической трещиноватостью и последующим выщелачиванием (карстообразованием).

Отметим, что выявленная аномалия в нижней части пласта ($K_p(\text{АК}) \gg K_p(\text{НГК})$) – это важный диагностический признак. Часто в литературе описывается только ситуация, когда НГК больше АК из-за трещин. Обратное соотношение однозначно указывает на наличие крупных, не полностью водонасыщенных каверн. С практической точки зрения, кавернозные интервалы являются зонами потенциального «провала» инструмента, повышенных потерь бурового раствора и, что наиболее важно для ПХГ, – зонами ускоренного прорыва газа (из-за высокой проницаемости каверн).

Сравнение с данными соседних скважин (не входило в задачи работы, но упоминается в заключении диплома) позволяет предположить, что такое строение не случайно и контролируется зонами тектонических нарушений, трассируемых по геофизическим данным. Выявленная типизация позволяет оптимизировать систему заканчивания скважин (например, избегать перфорации крупнокавернозных интервалов во избежание преждевременного обводнения или прорыва газа) и скорректировать геологическую модель ПХГ.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы по данным ГИС скважины №234 Песчано-Уметского ПХГ была проведена типизация порового пространства карбонатного пласта-коллектора кизеловского горизонта ($C_1 \text{ kz}$). На основании проведённых исследований можно сделать следующие основные выводы:

1. Выделение коллектора. По комплексу прямых качественных признаков (наличие глинистой корки, положительная девиация микрозондов, отрицательная аномалия ПС) в разрезе скважины №234 надёжно выделен

пласт-коллектор в интервале 1069.8 – 1099.9 м, приуроченный к кизеловскому горизонту.

2. Количественная оценка параметров. Определены низкие значения коэффициента глинистости ($K_{гг} = 0.1-2.3\%$) по данным ГК, что характеризует коллектор как чистый карбонатный. Коэффициент пористости, определённый как среднее арифметическое по данным НГК и АК, изменяется в широких пределах от 7.8% до 13.6%, что указывает на значительную неоднородность ёмкостных свойств по разрезу.

3. Типизация порового пространства. На основе сравнительного анализа коэффициентов пористости по НГК (чувствителен к общей ёмкости) и АК (чувствителен в основном к матричной пористости) установлено, что:

- В верхней части интервала (1076.0-1086.9 м) $K_{п(НГК)}$ превышает $K_{п(АК)}$ на 1.3-1.6%, что свидетельствует о преимущественно трещиноватом типе коллектора.

- В нижней части интервала (1086.9-1094.2 м) наблюдается аномально высокое превышение $K_{п(АК)}$ над $K_{п(НГК)}$ (до 10.5%), что является диагностическим признаком крупнокавернозного или кавернозно-трещинного типа коллектора, возможно, с наличием газонасыщенных каверн.

4. Практическая значимость. Установленная неоднородность типа пустотного пространства критически важна для:

- Корректного выбора петрофизических моделей для оценки водонасыщения и подсчёта запасов газа.

- Прогнозирования фильтрационных потоков и оптимизации режимов закачки-отбора газа на ПХГ.

- Обоснования системы перфорации скважин с целью минимизации рисков прорыва газа и обводнения.

Таким образом, цель работы – проведение типизации порового пространства кизеловского горизонта – достигнута. Предложенная методика, основанная на сопоставлении пористости по НГК и АК, показала свою

высокую эффективность и может быть рекомендована для широкого применения при изучении карбонатных коллекторов, в том числе на других объектах ПХГ. Сравнительные признаки трещиноватости – это преимущественно трещинный коллектор.

Глинистость (Кгл) определялась по ГК с использованием метода опорных пластов (чистый известняк – минимум, глина – максимум) и относительного разностного параметра Δi_{γ} . Пористость по НГК вычислялась через относительный разностный параметр $\Delta I_{\square_{\gamma}}$ и палеточные зависимости $\Delta I = f(K_{п})$ для известняков. Пористость по АК оценивалась по уравнению среднего времени с использованием значений интервального времени для скелета известняка ($\Delta t_{ск} = 156$ мкс/м) и флюида ($\Delta t_{ж} = 620$ мкс/м для пресной воды).

Раздел 3. Результаты работ

В результате комплексной интерпретации данных ГИС по скважине №234 в интервале глубин 1069.8 – 1099.9 м был выделен пласт-коллектор, соответствующий кизеловскому горизонту. Эффективная толщина пласта составила 30.1 м.

Качественные признаки коллектора проявились наиболее отчётливо в верхней части интервала (1075-1085 м), где зафиксировано сужение диаметра скважины с 215 мм до 205 мм (образование глинистой корки), устойчивая отрицательная аномалия на кривой ПС ($\Delta U = 37.5$ мВ) и положительная девиация показаний микрозондов. В нижней части интервала глинистость возрастает, что приводит к ухудшению прямых признаков.

Как следует из таблицы, значения глинистости (Кгл) крайне низкие (менее 2.3%), что подтверждает принадлежность породы к чистым карбонатным коллекторам и не требует введения глинистости в петрофизические уравнения.

Ключевым результатом является выявленное изменение знака и величины расхождения между пористостью по НГК и АК. В интервале 1076.0-1086.9 м значения $K_{п}(НГК)$ превышают $K_{п}(АК)$ на 1.3-1.6%. Такое

расхождение является значимым и, согласно методике, указывает на наличие дополнительной ёмкости (трещин или мелких каверн), к которой чувствителен НГК, но не в полной мере чувствителен АК. Это позволяет интерпретировать данный интервал как преимущественно трещиноватый коллектор с хорошо развитой матричной пористостью.

В интервале 1086.9-1094.2 м наблюдается аномальная ситуация: $K_p(АК)$ существенно превышает $K_p(НГК)$ на 3.6-10.5%. Стандартная интерпретация, основанная на представлении, что АК занижает пористость, здесь не работает. Такое явление характерно для крупнокавернозных коллекторов. Объяснение заключается в том, что в крупных кавернах, заполненных флюидом, акустическая волна может распространяться по более быстрому пути (через минеральный скелет), давая завышенные скорости (заниженное Δt), либо, наоборот, сигнал может сильно затухать. Однако, согласно используемой модели, аномально высокие значения Δt (до 220 мкс/м) привели к математически завышенному $K_p(АК)$. При этом НГК показывает умеренные значения K_p , так как водородосодержание каверн нивелируется плотной матрицей. Другой вариант – наличие в кавернах газа, который сильно снижает показания НГК («газовый эффект»), но слабо влияет на АК в плане пористости.

Таким образом, типизация порового пространства кизеловского горизонта показала его крайнюю неоднородность: верхняя часть интервала представлена трещиноватым типом коллектора, а нижняя – крупнокавернозным или кавернозно-трещинным. Такой вывод имеет принципиальное значение для оценки запасов, так как стандартные методы интерпретации электрического каротажа (уравнения Арчи) в кавернозных коллекторах дают сильные погрешности.

Раздел 4. Обсуждение результатов исследований

Полученные результаты подтверждают сложное, полихронное строение коллектора кизеловского горизонта. Формирование порового пространства носило многостадийный характер: первичная седиментационная пористость

была практически утрачена при диагенезе, а вторичная ёмкость связана с тектонической трещиноватостью и последующим выщелачиванием (карстообразованием).

Отметим, что выявленная аномалия в нижней части пласта (Кп(АК) >> Кп(НГК)) – это важный диагностический признак. Часто в литературе описывается только ситуация, когда НГК больше АК из-за трещин. Обратное соотношение однозначно указывает на наличие крупных, не полностью водонасыщенных каверн. С практической точки зрения, кавернозные интервалы являются зонами потенциального «провала» инструмента, повышенных потерь бурового раствора и, что наиболее важно для ПХГ, – зонами ускоренного прорыва газа (из-за высокой проницаемости каверн).

Сравнение с данными соседних скважин (не входило в задачи работы, но упоминается в заключении диплома) позволяет предположить, что такое строение не случайно и контролируется зонами тектонических нарушений, трассируемых по геофизическим данным. Выявленная типизация позволяет оптимизировать систему заканчивания скважин (например, избегать перфорации крупнокавернозных интервалов во избежание преждевременного обводнения или прорыва газа) и скорректировать геологическую модель ПХГ.

Заключение. В ходе выполнения выпускной квалификационной работы по данным ГИС скважины №234 Песчано-Уметского ПХГ была проведена типизация порового пространства карбонатного пласта-коллектора кизеловского горизонта (С₁ kz). На основании проведённых исследований можно сделать следующие основные выводы:

1. Выделение коллектора. По комплексу прямых качественных признаков (наличие глинистой корки, положительная девиация микрозондов, отрицательная аномалия ПС) в разрезе скважины №234 надёжно выделен пласт-коллектор в интервале 1069.8 – 1099.9 м, приуроченный к кизеловскому горизонту.

2. Количественная оценка параметров. Определены низкие значения коэффициента глинистости ($K_{гг} = 0.1-2.3\%$) по данным ГК, что характеризует коллектор как чистый карбонатный. Коэффициент пористости, определённый как среднее арифметическое по данным НГК и АК, изменяется в широких пределах от 7.8% до 13.6%, что указывает на значительную неоднородность ёмкостных свойств по разрезу.

3. Типизация порового пространства. На основе сравнительного анализа коэффициентов пористости по НГК (чувствителен к общей ёмкости) и АК (чувствителен в основном к матричной пористости) установлено, что:

- В верхней части интервала (1076.0-1086.9 м) $K_{п(НГК)}$ превышает $K_{п(АК)}$ на 1.3-1.6%, что свидетельствует о преимущественно трещиноватом типе коллектора.

- В нижней части интервала (1086.9-1094.2 м) наблюдается аномально высокое превышение $K_{п(АК)}$ над $K_{п(НГК)}$ (до 10.5%), что является диагностическим признаком крупнокавернозного или кавернозно-трещинного типа коллектора, возможно, с наличием газонасыщенных каверн.

4. Практическая значимость. Установленная неоднородность типа пустотного пространства критически важна для:

- Корректного выбора петрофизических моделей для оценки водонасыщения и подсчёта запасов газа.

- Прогнозирования фильтрационных потоков и оптимизации режимов закачки-отбора газа на ПХГ.

- Обоснования системы перфорации скважин с целью минимизации рисков прорыва газа и обводнения.

Таким образом, цель работы – проведение типизации порового пространства кизеловского горизонта – достигнута. Предложенная методика, основанная на сопоставлении пористости по НГК и АК, показала свою высокую эффективность и может быть рекомендована для широкого

применения при изучении карбонатных коллекторов, в том числе на других объектах ПХГ.