

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов пласта
А4 башкирского яруса Безымянного нефтяного месторождения по
комплексу ГИС и керновым данным»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4-ого курса 403 группы
направление 05.03.01 «Геология»
профиль подготовки «Нефтегазовая геофизика»
геологического факультета
Лисиенко Елизаветы Владимировны

Научный руководитель

д.т.н., профессор

В.Ю. Шигаев

Зав. кафедрой

к.г.-м.н., доцент

Е.Н. Волкова

Саратов 2026

Введение. Карбонатные коллекторы каменноугольного возраста являются одним из основных объектов нефтедобычи в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Для большинства месторождений этого региона характерна сложная структура пустотного пространства, обусловленная вторичными процессами выщелачивания, доломитизации и трещинообразования. Безымянное нефтяное месторождение открыто в 2019 г., находится на начальной стадии освоения, пробурено две скважины. В таких условиях эффективность выделения коллекторов и оценки их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) напрямую зависит от качества петрофизического обеспечения (зависимостей $K_p-\Delta t$, $K_p-K_{пр}$) и учёта вторичных изменений – трещиноватости и кавернозности. Актуальность работы определяется необходимостью построения достоверных петрофизических зависимостей по собственному керновому материалу и обоснования параметров коллектора для последующего геологического моделирования и подсчёта запасов.

Объект исследования – продуктивный пласт А4 башкирского яруса среднего карбона в разрезе скважин №1 и №2 Безымянного нефтяного месторождения (Самарская область).

Предмет исследования – фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов (пористость, проницаемость), определяемые по данным комплексной интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) и лабораторных исследований керна.

Цель исследования – оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов пласта А4 башкирского яруса Безымянного нефтяного месторождения по комплексу ГИС и керновым данным.

Задачи исследования:

1. Обобщить геологическую характеристику района работ, литолого-стратиграфическое строение, тектонические особенности и нефтегазоносность Безымянного месторождения.
2. Обосновать методику интерпретации данных ГИС и построить петрофизические зависимости ($K_p-\Delta t$, $K_p-K_{пр}$) по керну скважин №1 и №2.

3. Выполнить количественную интерпретацию ГИС с определением коэффициентов пористости (Кп) и проницаемости (Кпр), сопоставить результаты с керновыми данными и оценить влияние структурного фактора на ФЕС коллекторов.

Структура и объем работы. Работа состоит из введения, трёх глав, заключения, списка использованных источников (21 наименование) и 4 графических приложений. Полный объём – 48 страниц, включает 6 рисунков и 6 таблиц.

Благодарности. Автор выражает благодарность сотрудникам ООО «ЦГМ НИР Поволжья» Н.А. Садыковой и Е.С. Борисовой за предоставление теоретического материала и обсуждение результатов работы.

Основное содержание работы. Первый раздел «Геологическая характеристика района работ и Безымянного месторождения». Безымянное месторождение расположено в Большечерниговском районе Самарской области, в пределах Ленского лицензионного участка, и относится к Средне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской провинции. Стратиграфическое расчленение разреза в пределах месторождения дается по результатам бурения поисково-оценочной скважины №1 и разведочной скважиной №2 Безымянного месторождения. Бурением на месторождении вскрыты отложения каменноугольного, пермского, триасового, юрского, неогенового и четвертичного возрастов. В тектоническом отношении месторождение приурочено к Камелик-Чаганской структурной зоне Иргизско-Рубежинского прогиба (Бузулукская впадина). Структурный план по отражающему горизонту S_{2vr} представляет собой брахиантиклинальную складку, осложнённую двумя куполами: Гусихинским (скважина №1) и Флеровским (скважина №2). Пласт А4 приурочен к башкирскому ярусу среднего карбона и сложен органогенно-обломочными, мелко- и среднепористыми известняками. Покрышкой служат плотные глины верейского горизонта. Мощность пласта-коллектора – 40,5 м. Залежь нефтяная, неполно-плановая сводовая, с

размерами 2,25×1,6 км, высотой 18,1 м. Пластовое давление 26,3–26,4 МПа, температура 47,2–48,8 °С. По результатам опробования из обеих скважин получены промышленные притоки нефти.

Второй раздел «Методика интерпретации данных ГИС и построение петрофизических зависимостей». Комплекс ГИС в скважинах №1 и №2 включает электрические методы (КС, ПС, БК, МКЗ, БКЗ), радиоактивные (ГК, НГК, ННК-Т), акустический каротаж (АК), плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК-П), кавернометрию (КВ) и инклинометрию. Лабораторные исследования керна выполнены на 202 стандартных и 128 полноразмерных образцах (221 определение открытой пористости, 220 – газопроницаемости). По результатам этих исследований построены следующие петрофизические зависимости:

зависимость K_p – Δt для пластовых условий: $K_p = 0,165 \cdot \Delta t - 18,64$ ($R^2 = 0,732$);

зависимость K_p – $K_{пр}$: $K_{пр} = 0,014 \cdot e^{0,4184 \cdot K_p}$ ($R = 0,782$).

K_p — пористость (д. ед.), Δt — интервальное время (мкс/м), R^2 — коэффициент детерминации.

Граничные значения для выделения коллекторов: $K_p = 0,12$ д.ед., $K_{пр} = 1$ мД.

Коэффициент пористости определяется тремя методами:

- по НГК (с поправками на глинистость и литологию);
- по АК (с аддитивными поправками по опорным пластам);
- по ГГК-П (с индивидуальными значениями плотности скелета: 2,71 г/см³ для скв.1, 2,72 г/см³ для скв.2).

Интервалы с кавернами ($\Delta d \geq 12$ мм) исключаются из обработки АК и ГГК-П. Проницаемость оценивается по корреляционной зависимости K_p – $K_{пр}$.

Третий раздел «Результаты интерпретации ГИС и оценка ФЕС коллекторов пласта А4».

Средневзвешенные значения пористости по пласту: K_p -НГК = 18,2%, K_p -АК = 18,1%, K_p -ГГК = 17,6%. Принятая пористость – 18,0% (по НГК). Расхождения между методами не превышают 1–2% (таблица 1).

Таблица 1 – Сопоставление Кп-ГИС (РК, АК, ГГКп) в продуктивных отложениях

Пласт	Скважина	Кп-РК, %	Кп-АК, %	Кп-ГГК, %
		кол-во опред.	кол-во опред.	кол-во опред.
А4	1	19	18,7	18,1
		6	6	6
		14,2	14,2	14,2
	2	17,1	17,3	17,0
		7	7	7
		9,8	9,8	9,8
	Кп срвзв по пласту	18,2	18,1	17,6

Хорошая сходимость результатов по трём независимым методам (НГК, АК, ГГК-П) подтверждает надёжность определения пористости. Небольшое занижение значений по ГГК-П (на 0,5–0,6%) связано с тем, что метод чувствителен к кавернозным интервалам, которые частично были исключены из обработки. Проницаемость коллекторов непосредственно геофизическими методами не измеряется. Её оценка выполнена косвенно — по корреляционной зависимости «пористость – проницаемость» (Кп–Кпр), построенной по результатам лабораторных исследований керна скважин № 1 и № 2 (220 определений газопроницаемости, 221 определение открытой пористости). Полученное уравнение имеет вид:

$$K_{пр} = 0,014 \cdot e^{0,4184 \cdot K_{п}}, \quad (1)$$

где Кп — пористость (%), Кпр — проницаемость (мД). Коэффициент корреляции $R = 0,782$, коэффициент детерминации $R^2 = 0,612$.

Для количественной оценки проницаемости по ГИС использовалась эта же петрофизическая зависимость, в которую подставлялись значения

пористости, определённые по нейтронному гамма-каротажу (НГК) с поправками на глинистость и литологию.

Сравнение результатов, полученных по керну и по ГИС, приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты определения проницаемости по керну и по ГИС

Проницаемость				
По керну			По ГИС	
Кпр, ср.зн	кол-во		Кпр, ср.взв.	кол-во скв
	скв.	опр.		
1	2	3	4	5
154	2	200	26,11	2

Среднее арифметическое значение проницаемости по керну (154 мД) более чем в пять раз превышает средневзвешенное по ГИС (26,1 мД). Это объясняется наличием единичных образцов с аномально высокой трещинной проницаемостью (до 1700 мД), которые не репрезентативны для всего пласта в целом. Средневзвешенное значение 26,1 мД, рассчитанное с учётом мощности пропластков и их пористости, объективно характеризует фильтрационные свойства коллектора и рекомендуется для подсчёта запасов.

Значения пористости и проницаемости рассчитывались с использованием петрофизических зависимостей, построенных по керну: зависимость $K_p - \Delta t$ для пластовых условий (рисунок 1) и зависимость $K_p - K_{пр}$ (рисунок 2).

Зависимость для пластовых условий ($K_p = 0,165 \cdot \Delta t - 18,64$) получена путём введения поправок на термобарические условия (пластовое давление 26,4 МПа, температура 48 °С) и на влияние пластового флюида. Коэффициент детерминации $R^2 = 0,732$ свидетельствует о том, что 73,2% изменчивости пористости объясняется вариациями интервального времени.

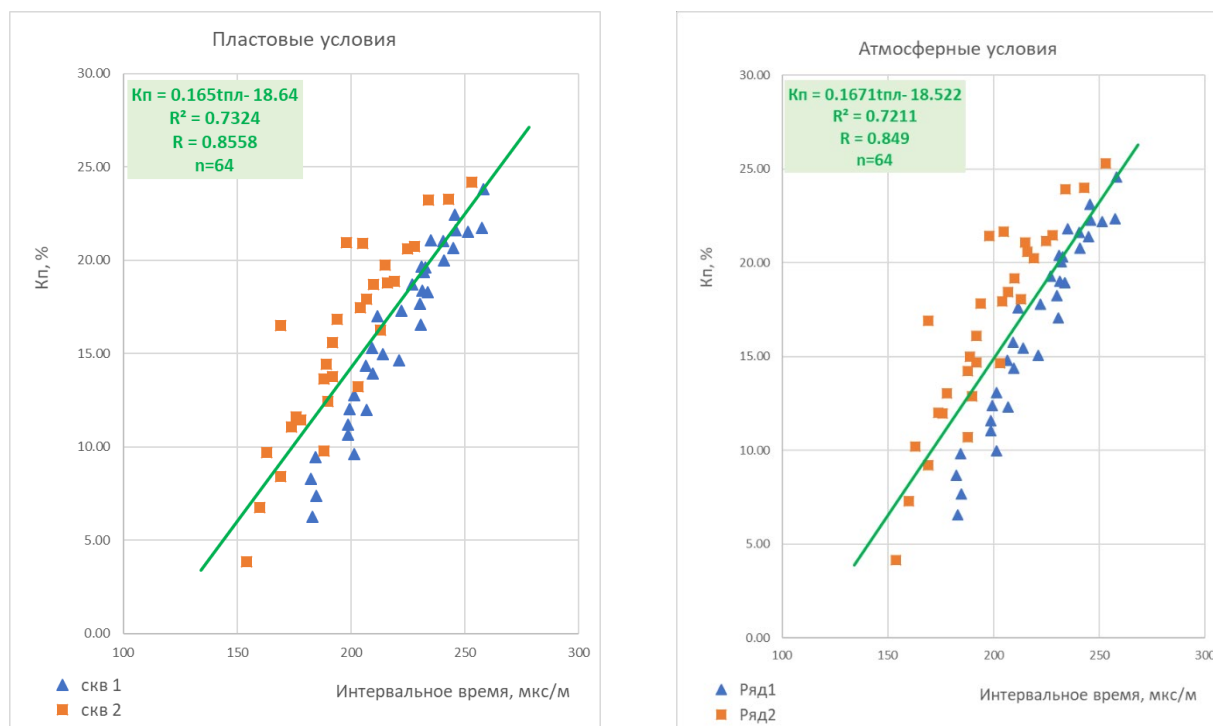


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента пористости K_p от интервального времени пробега продольной волны τ_p для пластов башкирских отложений в атмосферных и пластовых условиях по данным исследования керна из скважин №1, 2.

Примечание к рисунку 1 - На графиках: сплошная линия – аппроксимирующая прямая, R^2 – коэффициент детерминации, $n = 124$ – количество образцов керна, использованных для построения регрессии. Левая часть (атмосферные условия) отражает свойства пород без учёта термобарических факторов; правая часть (пластовые условия) учитывает поправки на пластовое давление, температуру и влияние флюида, что соответствует условиям работы акустического каротажа в скважине.

Оставшийся разброс связан с неоднородностью минерального состава и наличием микротрещин. Использование именно пластовой зависимости принципиально важно, так как акустический каротаж проводится в скважинных условиях; применение атмосферной зависимости привело бы к систематическому занижению пористости на 0,5–1,0%.

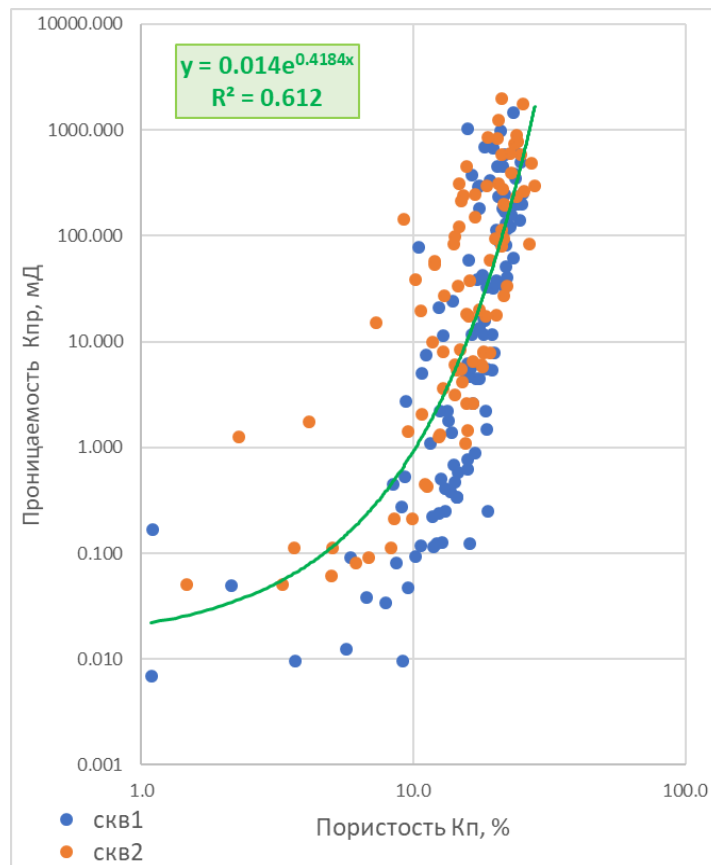


Рисунок 2 – Зависимость проницаемости ($K_{пр}$, мД) от пористости ($K_{п}$, %) по данным лабораторных исследований керна из скважин №1 и №2 Безымянного месторождения.

Примечание к рисунку 2: Точки – фактические измерения ($n = 200$ образцов). Сплошная линия – аппроксимирующая кривая, соответствующая уравнению: $K_{пр} = 0,014 \cdot e^{0,4184 \cdot K_{п}}$, где $K_{п}$ — пористость (%), $K_{пр}$ — проницаемость (мД). Коэффициент корреляции $R = 0,782$, коэффициент детерминации $R^2 = 0,612$.

Количественные критерии выделения коллекторов: $K_{п} \geq 0,12$ д.ед., проницаемость ≥ 1 мД.

Экспоненциальный характер связи $K_{п}$ – $K_{пр}$ типичен для карбонатных коллекторов с двойным пустотным пространством. Коэффициент корреляции $R = 0,782$ указывает на заметную положительную связь, однако разброс точек значителен: при одной и той же пористости (например, 17%) проницаемость может варьировать от 1 до 50 мД. Это прямое следствие влияния

трещиноватости, не учитываемой пористостью матрицы. В скважине №2 точки, соответствующие трещиноватым образцам, лежат выше основной аппроксимирующей кривой, что использовано при выделении порово-трещинного типа коллектора.

Сопоставление с керновыми данными: по скв.1 средняя пористость по керну – 18,6%, по ГИС – 19,0%; по скв.2 – 17,1% и 17,1% соответственно. Коэффициент корреляции между Кп по керну и НГК $R = 0,89$. Детальные значения пористости по интервалам приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты интерпретации данных ГИС

Результаты интерпретации данных ГИС				
КпНГК	КпАК	КпГГК	Кп керн	Кпприн
20.1	19.3	17.6	19.1	20.1
21.2	21.2	20.1	20.1	21.2
24.7	23.5	22.4	23.7	24.7
15.7	15.3	15.8	15.9	15.7
14.4	15.4	16.7	13.6	14.4
14.6	15.1	14.8	14.8	14.6

Примечание: Все значения пористости приведены в процентах

Приведённые данные подтверждают высокую сходимость результатов геофизических методов между собой и с керном (расхождение в большинстве интервалов не превышает 1%. Максимальные значения пористости (Кп = 24,7% по НГК, 23,5% по АК) приурочены к интервалам, где по кавернометрии зафиксированы каверны и где визуально в керне отмечены зоны выщелачивания. Минимальные значения (14–15%) соответствуют плотным разностям на границах пласта. Принятая пористость (Кпприн) ориентирована на данные НГК как наиболее стабильного метода в карбонатных разрезах; при этом в интервалах с кавернами (например, с Кп 24,7%) значения по АК и ГГК-

П несколько занижены из-за частичного исключения каверн из обработки, что оправдано методически.

Анализ влияния структурного фактора показал, что скважина №1 (Гусихинская структура, спокойная в тектоническом отношении) характеризуется поровым коллектором, а скважина №2 (Флеровская структура, зона разломов) – порово-трещинным. В скв. №2 по комплексу ГИС зафиксированы: увеличение Δt на 5–8 мкс/м по АК, каверны, аномально высокие УЭС, пониженный ГК. Керном подтверждены субвертикальные микротрещины шириной 0,05–0,5 мм, густотой 3–5 на 10 см. При более низкой матричной пористости (17,1% против 18,6%) скважина №2 имеет проницаемость в 2–3 раза выше (средневзвешенная ~34 мД против ~18 мД), максимальные значения до 1700 мД.

Заключение. По результатам выполнения бакалаврской работы получены следующие основные выводы.

По решению первой задачи (геологическая характеристика). Установлено, что пласт А4 башкирского яруса Безымянного месторождения сложен органогенно-обломочными, мелко- и среднепористыми известняками, сформированными в условиях мелководного шельфа с последующим выщелачиванием. Покрышкой служат плотные глины верейского горизонта. Тектонически месторождение приурочено к Камелик-Чаганской структурной зоне; скважина №1 находится на Гусихинской структуре (преимущественно поровый тип коллектора), скважина №2 — на Флеровской структуре (порово-трещинный тип).

По решению второй задачи (методика и петрофизические зависимости). По результатам лабораторных исследований 221 образца керна построены петрофизические зависимости «пористость – интервальное время акустического каротажа» ($K_p - \Delta t$) для пластовых условий (коэффициент корреляции 0,86) и «пористость – проницаемость» ($K_p - K_{пр}$) (коэффициент корреляции 0,78). Установлены граничные значения: $K_p = 0,12$ д. ед. и $K_{пр} = 1$ мД, разделяющие породы на коллекторы и неколлекторы.

По решению третьей задачи (количественная интерпретация и оценка ФЕС). Средневзвешенная пористость по залежи по трём методам показала хорошую сходимость: $K_p = 18,2 \%$ (НГК), $18,1 \%$ (АК), $17,6 \%$ (ГГК-П). Проницаемость по ГИС (средневзвешенная) составила $26,1$ мД. Сопоставление с керновыми данными показало удовлетворительное совпадение (отклонение по пористости $1-2 \%$).

В отличие от ранее выполненных работ по карбонатным коллекторам башкирского яруса Волго-Уральской провинции [9, 12], в данном исследовании:

- впервые для Безымянного месторождения построены петрофизические зависимости по собственному керновому материалу, а не по справочным или заимствованным с других объектов данным;
- выполнен количественный анализ влияния структурного фактора на фильтрационно-емкостные свойства, что позволило выявить различия в типе пустотного пространства (поровый на Гусихинской структуре, порово-трещинный на Флеровской);
- обоснована необходимость использования индивидуальных значений плотности минерального скелета ($2,71$ г/см³ для скважины №1 и $2,72$ г/см³ для скважины №2) и дифференцированных петрофизических зависимостей для разных структур.

По результатам интерпретации ГИС и керновых данных для пласта А4 башкирского яруса Безымянного месторождения рекомендуются следующие значения ФЕС: средневзвешенный коэффициент открытой пористости — $0,18$ д. ед., средневзвешенная проницаемость — $26,1$ мД.

Полученные петрофизические зависимости и рекомендуемые значения ФЕС базируются на данных всего двух скважин (№1 и №2), что накладывает ограничения на пространственную экстраполяцию результатов за пределы изученных локальных структур. Кроме того, зависимость «пористость – проницаемость» ($K_p-K_{пр}$) построена по образцам керна, отобраным из ограниченных интервалов, и не в полной мере учитывает трещинную

составляющую проницаемости, которая в скважине №2 может достигать аномально высоких значений (до 1,7 Д).

Дальнейшие исследования на Безымянном месторождении должны быть направлены на:

- бурение дополнительных скважин для уточнения пространственной изменчивости ФЕС;
- проведение гидродинамических исследований (гидропрослушивание) для более точной оценки эффективной проницаемости пласта;
- построение трёхмерной геологической модели с учётом выделенных типов пустотного пространства (поровый и трещинный).

Итак, на основе комплексирования данных ГИС и керновых данных установлено, что фильтрационно-емкостные свойства карбонатных коллекторов пласта А4 башкирского яруса Безымянного месторождения контролируются двумя разнонаправленными факторами: матричной пористостью, определяющей ёмкость, и тектонической трещиноватостью, определяющей проницаемость. При этом на Гусихинской структуре (скважина № 1) коллектор является преимущественно поровым с изотропной проницаемостью, а на Флеровской структуре (скважина № 2) — порово-трещинным, где даже при более низкой матричной пористости (17,1 % против 18,6 %) за счёт трещинной составляющей проницаемость может возрасти на порядок (до 1700 мД). Следовательно, оценка ФЕС карбонатных коллекторов в условиях разломной тектоники должна выполняться с использованием дифференцированных петрофизических моделей, учитывающих не только пористость матрицы, но и степень трещиноватости, диагностируемую по комплексу ГИС.