

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

Кафедра геофизики

**Обоснование выделения терригенных продуктивных коллекторов по
данным геофизических исследований скважин (на примере пласта K1a11
скважины №3 Узеньского месторождения)**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Подольского Анатолия Павловича

Научный руководитель
д.т.н., профессор

_____ Шигаев В.Ю.
подпись, дата

Зав. Кафедрой
к.г.-м.н., доцент

_____ Волкова Е.Н.
подпись, дата

Саратов 2026

Введение. Узеньское нефтяное месторождение расположено в юго-восточной части Саратовской области и относится к категории крупных. Оно находится в стадии активной разработки, однако значительная часть его запасов (около 46,9%) отнесена к категории С2, что свидетельствует о недостаточной степени изученности. **Актуальность.** Выявленные геологические особенности – переслаивание пород, изменчивость коллекторов, зоны проникновения фильтрата бурового раствора – создают объективные трудности при интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС). В этих условиях ключевое значение приобретает повышение достоверности выделения продуктивных коллекторов и оценки их фильтрационно-емкостных свойств. Особенно это важно для нижнеальбского пласта K1a11, который является одним из основных продуктивных горизонтов Узеньского месторождения [15]. Таким образом, обоснование надежных диагностических признаков терригенного коллектора по комплексу ГИС является актуальной задачей.

Объект и предмет исследования.

Объектом исследования являются нижнеальбские терригенные отложения (пласт K1a11) в разрезе скважины №3 Узеньского месторождения, а также комплекс геофизических методов, применяемых для их изучения.

Предметом исследования выступают диагностические признаки продуктивного коллектора по данным ГИС (ПС, БК, БКЗ, ИК, МКЗ, ГК, ДС) и количественные петрофизические параметры пласта: эффективная нефтенасыщенная толщина ($h_{эфф}$), коэффициент пористости (K_p) и коэффициент нефтенасыщенности (K_n).

Целью бакалаврской работы является обоснование выделения терригенного продуктивного коллектора пласта K1a11 по комплексу ГИС и оценка его фильтрационно-емкостных свойств (на примере скважины №3 Узеньского месторождения).

Для достижения цели поставлены следующие **задачи**:

1. На основе анализа геологической характеристики Узеньского

месторождения выявить факторы, осложняющие интерпретацию данных ГИС при выделении коллекторов.

2. Изучить физико-геологические основы методов ГИС, применяемых на скважине №3, и определить комплекс диагностических признаков терригенного коллектора.

3. Выполнить детальный анализ диагностических признаков пласта K1a11 по данным ГИС скважины №3, провести количественную интерпретацию и сопоставить результаты с опробованием.

Таким образом, в работе решается научно-практическая задача обоснования выделения терригенного продуктивного коллектора K1a11 на основе комплекса ГИС. Результаты имеют значение и могут быть использованы при геофизическом сопровождении бурения на соседних скважинах Южно-Узеньской структуры.

Работа состоит из следующих разделов:

1 Геологическая характеристика Узеньского месторождения.

2 Методика геофизических исследований скважин при выделении продуктивных коллекторов.

3 Анализ результатов выделения продуктивного пласта K1a11 по данным ГИС (скважина № 3).

Основное содержание работы. Первый раздел «Геологическая характеристика Узеньского месторождения». Узеньское месторождение расположено в юго-восточной части Саратовской области в 22,5 км от города Новоузенска Саратовской области, к юго-востоку от села Новые Лапти. Данное месторождение является частью Приволжской нефтегазоносной провинции. Извлекаемые запасы нефти месторождения составляют порядка 752 тысяч тонн. Оно относится к категории крупных месторождений нефти и газа.

Извлекаемые запасы нефти Узеньского месторождения составляют порядка 752 тысяч тонн, поэтому можно сделать вывод, что месторождение относится к категории крупных месторождений нефти и газа. **Месторождение**

включает в себя отложения пермского, триасового, юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов. Мощностью около 1100 м.

Геологическая структура Узеньского месторождения представлена пологими складками и локальными куполовидными поднятиями, образующими ловушки для скопления нефти и газа. Тектоническая активность проявляется наличием разрывных нарушений, способствующих перераспределению флюидов внутри пластов.

Коллекторы невыдержанные, служат как терригенные отложения – нижнеальбский песчаный пласт (K1al1) и песчаный пласт аптского яруса K1apt1, так и карбонатные коллектора индерского горизонта среднего триаса.

Второй раздел «Методика геофизических исследований скважин при выделении продуктивных коллекторов» на примере скважины № 3 Узеньского месторождения. Комплекс методов ГИС, применяемых на скважине № 3 Узеньского месторождения: ПС, БК, БКЗ, ИК, МКЗ (МГЗ, МПЗ), ГК, ДС, АК. В исследовании были выделены физико-геологические основы методов и их диагностические возможности, выделены основные моменты: что каждый метод измеряет, на что реагирует, как связан со свойствами пород. В таблице 2.1 выделим **назначение** каждого метода при выделении коллектора.

Таблица 2.1 – Комплекс методов ГИС, применённых в скважине №3, и их диагностические признаки при выделении терригенного коллектора [11]

Метод	Что измеряет	Диагностический признак коллектора для пласта K1al1
ПС	Естественные электрические потенциалы	Отрицательная аномалия (амплитуда ~10 мВ)
БК	Удельное электрическое сопротивление (УЭС)	Повышенное УЭС (до 4,0 Ом·м)
БКЗ	Радиальное распределение УЭС	Положительный радиальный градиент ($\rho_{гг} > \rho_{зп}$)
МКЗ (МГЗ, МПЗ)	УЭС прискважинной	МПЗ > МГЗ (наличие

	зоны	глинистой корки)
ИК	Электропроводность пород	Пониженная проводимость (при нефтенасыщении)
ГК	Естественная радиоактивность	Минимальные значения (20–30 имп/сек)
ДС (кавернометрия)	Диаметр скважины	Номинальный или уменьшенный (наличие глинистой корки)
АК	Скорость упругих волн	Не используется для прямого выделения, применяется для корреляции

В данном разделе исследованы **методические основы выделения коллекторов**: прямые признаки коллектора (отрицательная аномалия ПС, повышенное УЭС (для нефтенасыщенных коллекторов), положительный радиальный градиент ($r_{гг} > r_{зп}$) по данным БКЗ, превышение МПЗ над МГЗ ($r_{к \text{ МПЗ}} > r_{к \text{ МГЗ}}$), наличие глинистой корки (номинальный или уменьшенный диаметр по ДС), минимальные значения ГК) и **косвенные признаки** (изменение механической скорости проходки (если есть данные)).

Определена оценка следующих параметров: Кп (по соотношению УЭС пласта и поровой воды), Кн (по данным сопротивления), выделения эффективных толщин (исключение уплотненных прослоев по МКЗ и ГК), что подтверждает надежность выделения коллекторов при условии комплексного анализа результатов методов ПС-БКЗ-МКЗ-ГК-ДС. При этом наиболее информативными для выделения терригенных коллекторов в условиях Узеньского месторождения являются методы ПС, БКЗ, МКЗ и ГК, проведенные в комплексе.

Третий раздел «Анализ результатов выделения продуктивного пласта К1а11 по данным ГИС. В данном разделе представлены условия проведения ГИС в скважине № 3 Узеньского месторождения и качество полученных материалов.

Исследования проведены в 2025 году. Отработан стандартный комплекс

ГИС, включающий ПС, БКЗ, МКЗ, ДС, ГК и другие методы. Качество материалов хорошее, что подтверждено отсутствием значительных помех и стабильностью записей (рис. 9).

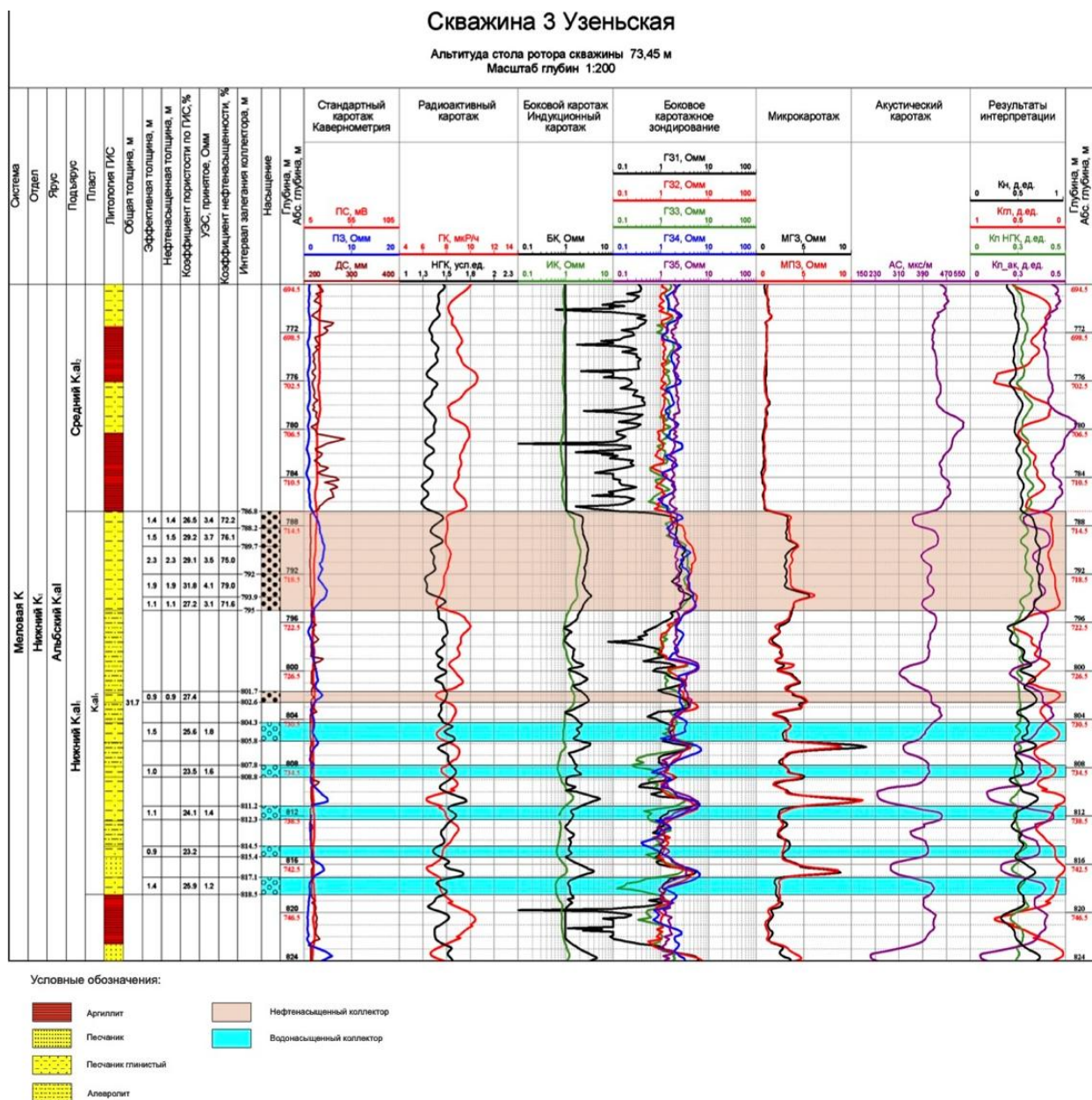


Рисунок 9 – Геолого-геофизическая характеристика пласта K1a11 нижнеальбских отложений по скважине №3 Узеньского месторождения.

Детально рассмотрен интервал 786,8–795,0 м. В рассматриваемом интервале зафиксирована отчётливая **отрицательная аномалия ПС** с амплитудой **10 мВ**. Это классический признак коллектора, связанный с разницей в минерализации пластовой воды и фильтрата бурового раствора (Тип бурового раствора на водной основе, минерализация 15 г/л).

УЭС пласта составил **4,0 Ом⊕м**, что значительно выше, чем в смежных глинах. По данным БКЗ наблюдается положительный радиальный градиент: - БКЗ₂ – **1,4 Ом⊕м** - БКЗ₈ – **4,0 Ом⊕м** Такое соотношение подтверждает наличие коллектора, так как сопротивление зоны проникновения ниже, чем сопротивление глинистой корки.

Показатели микрозондов демонстрируют следующее соотношение: - МПЗ > МГЗ Этот признак указывает на коллектор, так как МПЗ глубже проникает в породу и фиксирует более высокое сопротивление. Диаметр скважины номинальный, что исключает влияние каверн или сужений.

Гамма-каротаж показал **минимальные значения** (~20 имп/сек), что характерно для коллекторов с низкой глинистостью и отсутствием радиоактивных минералов.

Важно отметить, что На Узеньском месторождении в Саратовской области применяются различные типы буровых растворов, выбор которых определяется геологическими условиями и технологическими задачами. Однако одним из наиболее перспективных решений стало использование **полимер-катионного бурового раствора POLYCAT**.

Особенности полимер-катионного раствора POLYCAT: экологичность, эффективность, универсальность.

Совокупность признаков однозначно указывает, что интервал 786,8–795,0 м является **продуктивным коллектором**. Присутствуют все ключевые диагностические признаки: отрицательная аномалия ПС, повышенное УЭС, положительный радиальный градиент, превышение МПЗ над МГЗ, минимальный ГК и нормальный диаметр скважины.

Детально проведен анализ диагностических признаков пласта K1a11. В процессе проведения ГИС Оперативное выделение коллекторов выполнялось на каротажной станции непосредственно после получения диаграмм. Рассмотрим на конкретном примере, как по комплексу кривых был выделен и оценен основной продуктивный пласт K1a11 в интервале 786.8 – 795.0 м.

Шаг 1. Анализ кривой ПС (SP). На кривой ПС в указанном интервале наблюдается четко выраженная амплитудой в интервале от 10 до мВ, что является признаком наличия проницаемого пласта (коллектора), сложенного, как правило, песчаником серым, мелкозернистым, алевритистом, на глинистом цементе, слабой крепости.

Шаг 2. Анализ кривых сопротивления (БК, БКЗ, ИК). На кривой бокового каротажа (БК) в этом интервале фиксируется повышенное значение удельного электрического сопротивления (УЭС) – около 4.0 Ом·м, что в 3-4 раза выше сопротивления окружающих глинистых пород. Это указывает на возможное насыщение коллектора высокоомным флюидом (нефтью).

Кривые зондового бокового каротажа (БКЗ) с разной глубиной исследования показывают положительный радиальный градиент: сопротивление по короткому зонду (БКЗ2) значительно ниже (~1.4 Ом·м), чем по глубокому зонду (БКЗ8 ~4.0 Ом·м). Это прямое свидетельство наличия зоны проникновения (ЗП) фильтрата промывочной жидкости в проницаемый пласт, который в естественном состоянии насыщен высокоомным флюидом.

Шаг 3. Анализ данных микрокаротажа (МКЗ) и кавернометрии (ДС). Кривая микрозонда (МКЗ) в интервале пласта демонстрирует классическое для коллектора соотношение: показания микропотенциал-зонда (МПЗ) превышают показания микроградиент-зонда (МГЗ). Это подтверждает наличие проницаемой зоны с образовавшейся глинистой коркой.

На кавернограмме (ДС) в этом же интервале зафиксирован номинальный (или даже зауженный) диаметр скважины, что является косвенным признаком образования устойчивой глинистой корки на стенке – еще одного доказательства проникновения фильтрата в коллектор.

Шаг 4. Анализ гамма-каротажа (ГК). Кривая ГК в интервале пласта показывает минимальные значения естественной радиоактивности, соответствующие «чистым» песчаникам. Это позволяет исключить глинистые прослои внутри интервала при подсчете эффективной толщины.

Доля глин в данном разрезе показания ГК составляют 60–80 имп/сек, что подтверждает минимальную глинистость коллектора». Эти (либо другие) цифры берутся непосредственно с каротажной диаграммы (планшета ГИС) по скважине №3.

Оперативный вывод и расчет параметров (на каротажной станции): На основании вышеуказанных признаков интервал 786.8 – 795.0 м был оперативно идентифицирован как продуктивный коллектор. Границы пласта проведены по точкам перегиба на кривой ПС и минимумам на кривой ГК. Эффективная толщина определена в размере 1.4 м путем исключения из общей толщины тонких уплотненных прослоев (по данным МКЗ).

Предварительная оценка параметров выполнена с использованием палеток и привязок по керну: пористость (Кп): ~28-30% (по соотношению УЭС пласта и УЭС поровой воды, с учетом поправки на газонасыщенность); коэффициент нефтенасыщенности (Кн): предварительно оценен как высокий (>70%) на основании значительного превышения глубоких сопротивлений над мелкими и характера аномалии ПС.

Подведен итог: данный интервал был рекомендован для опробования. Последующее испытание (ИПТ) в смежном интервале и окончательная количественная интерпретация подтвердили правильность оперативного выделения и дали уточненные значения параметров, приведенные в сводке выше».

Представлена количественная интерпретация ГИС и верификация результатов опробования пласта K1al1.

Качество полученных материалов хорошее и удовлетворительное. Запись геофизических методов исследования выполнена современной аппаратурой. Запись радиоактивного каротажа проведена прибором СРК-3, индукционного – АИК-5, запись велась в масштабе 1:200.

По залежи пласта K1alb ВНК по данным ГИС принят на абсолютной отметке минус 966,7 м, соответствующей глубине по каротажу 1041,7 м.

По залежи пласта K1alb1 ВНК условно принят на абсолютной отметке

минус 728 м, соответствующей нижней границе опробования ИПТ. Самая низкая абсолютная отметка подошвы нефтенасыщенного пласта-коллектора по данным ГИС в скважине №3 составляет минус 729,2 м.

Расчётная погрешность определения Кп составляет $\pm(0,05-0,12)$ д. ед., что обусловлено погрешностями измерений геофизических методов и корреляционными зависимостями, используемыми при количественной интерпретации.

Сопоставление с керновыми данными не проводилось ввиду их отсутствия/недостаточного выноса по данному пласту в скв. №3.

Нижний предел Кп для коллектора принят **6–10 %**, при этом промышленная нефтенасыщенность (КнКн) начинается от значений **50 %** и выше.

Пласты-коллекторы перечисленных горизонтов – терригенные межзернового типа. Представлены пласты песчаниками полимиктового, олигомиктового и кварцевого состава.

Во всех скважинах зарегистрированы кривые методов МКЗ (микрокаротажное зондирование), ДС (кавернометрия) и ПС (самопроизвольная поляризация) [5]. Именно этот комплекс (МКЗ, ДС, ПС) позволяет уверенно выделить продуктивные пласты по следующим прямым и косвенным признакам, которые используются при выделении коллекторов: номинальный или несколько уменьшенный диаметр скважины по кавернограмме (наличие глинистой корки); положительные приращения на кривых МКЗ, заключающиеся в превышении показаний микропотенциал-зонда над показаниями микроградиент-зонда ($r_{кмпз} > r_{кмгз}$); отрицательные аномалии ПС; наличие зоны проникновения или наличие радиального градиента электрического сопротивления в коллекторе (данные интерпретации кривых БКЗ) [4, 17].

На рисунке 9 видно, что продуктивные коллекторы находятся в интервале залегания от 786,8 м до 795 м: Меловая К система, Нижний К1 отдел, Альбский К1а1 ярус, Нижний К1а11 подъярус, пласт К1а11. Общая

толщина – 31,7м, эффективная и ненасыщенная толщины варьируется от 1,1 до 1,4м, % коэффициента пористости по ГИС от 26,5 до 31,8, УЭС, принятое Омм – от 3,1 до 4,18; % коэффициента нефтенасыщенности от 71,6 до 79.

Выделенные аптский и альбский пласты-коллекторы обладает выше перечисленными прямыми качественными признаками, что обусловлено проникновением в пласты фильтрата промывочной жидкости (ПЖ), которое и вызывает формирование глинистой корки на стенках скважины и зоны проникновения фильтрата в породе. Косвенные качественные признаки, а именно невысокая относительная глинистость и низкие показания кривой ГК, так же характеризуют выделенные пласты по своим ёмкостным свойствам как коллекторы. Из эффективных толщин исключались уплотненные интервалы по данным МКЗ и прослой глинистых разностей. Правильность выделения интервалов пластов-коллекторов подтверждается и результатами опробования). При определении нижних пределов подсчётных параметров коллекторов (граничных значений) были использованы данные лабораторных исследований керна и обработки промыслово-геофизических материалов. Это позволило произвести построение ряда зависимостей между параметрами α ПС (относительный параметр амплитуды ПС) и K_p (коэффициент пористости); K_p и $K_{пр}$ (коэффициент проницаемости); K_g (коэффициент газонасыщенности) и K_p .

Верификация результатов опробования. Для подтверждения достоверности интерпретации интервал 786,8–795,0 м был рекомендован для опробования. Испытания пластоиспытателем на трубах (ИПТ) в эксплуатационной колонне подтвердили наличие устойчивого промышленного притока нефти. По данным предприятия, дебит превысил значение, принятое для постановки на баланс.

Совпадение прогноза, основанного на данных ГИС, с фактическим результатом испытаний свидетельствует о корректности примененной методики и достоверности оценки фильтрационно-ёмкостных свойств пласта К1а11.

Таким образом, результаты проведения ГИС сводятся к следующему:

1. В интервале 786,8–795,0 м выявлен полный комплекс прямых диагностических признаков продуктивного терригенного коллектора: отрицательная аномалия ПС (10 мВ), повышенное УЭС (4,0 Ом·м), положительный радиальный градиент по БКЗ, соотношение МПЗ > МГЗ, номинальный диаметр скважины по ДС, минимальные значения ГК.

2. По результатам количественной интерпретации определены ФЕС пласта K1al1: $h_{эфф} = 1,4$ м; $K_{п} = 26,5–31,8\%$; $K_{н} = 71,6–79,0\%$; ВНК = – 966,7м.

3. Результаты испытаний (ИПТ) подтвердили промышленный приток нефти из выделенного интервала, что доказывает достоверность интерпретации и корректность примененной методики.

4. Апробированный комплекс диагностических признаков рекомендуется использовать при выделении продуктивных коллекторов на соседних скважинах Южно-Узеньской структуры.

Выявленные диагностические признаки и методика интерпретации рекомендуются для использования специалистами-геофизиками при выделении продуктивных коллекторов на других скважинах Узеньского месторождения. При этом необходимо усилить контроль за соотношением показаний микрозондов (МПЗ/МГЗ) и характером изменения диаметра скважины при подходе к перспективным интервалам.

Полученные в работе результаты полностью согласуются с классическими представлениями о диагностических признаках терригенных коллекторов, изложенными в работах [7, 8, 15]. Выявленная роль глинистой корки и микрозондов в подтверждении проницаемости подтверждает положения фундаментальных трудов по интерпретации ГИС. Практическая значимость работы заключается в том, что предложенный подход апробирован на реальном производственном примере в условиях сложнопостроенного разреза Узеньского месторождения.