

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

Кафедра геофизики

**«Выделение пластов-коллекторов и определения характера их насыщения
в терригенных отложениях бобриковского возраста на Кротовском
месторождении по данным ГИС»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы очно-заочной формы обучения
специальность 21.03.01 Нефтегазовое дело
профиль «Геолого-геофизический сервис »
геологического факультета
Абрамова Ивана Сергеевича

Научный руководитель

к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Б.А. Головин

Зав. кафедрой

к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2024

Введение. Геофизические исследования скважин применяют для решения геологических и технических задач. К геологическим задачам, в первую очередь, относят литологическое расчленение разрезов, их корреляцию, выявление полезных ископаемых и определение параметров, необходимых для подсчета запасов. К техническим задачам относят изучение инженерно-геологических и гидрогеологических особенностей разрезов, изучение технического состояния скважин, контроль разработки месторождений нефти и газа, проведение прострелочно-взрывных работ. В данной работе основное внимание уделено изучению задач геологического характера.

В бакалаврской работе объектом изучения является Кротовское месторождение, где в процессе бурения скважин №№1, 2, 3, 4, 5 проводились геофизические исследования для выделения пластов-коллекторов и определения характера насыщения коллекторов.

Целью бакалаврской работы является выделение пород-коллекторов геофизическими исследованиями в залежах бобриковского горизонта в пределах Кротовского месторождения.

Для достижения цели необходимо выполнить следующие задачи:

- изучить геолого-геофизические материалы, характеризующие геологическое строение и нефтеносность Кротовского месторождения;
- рассмотреть теоретические основы методов геофизических исследований;
- описать методику комплексных интерпретаций ГИС;
- охарактеризовать методику литолого-стратиграфического разреза по данным ГИС;
- выделить пласты коллекторы по данным ГИС по скважинам №1, 2, 3, 4, 5;
- определить характер насыщения пород-коллекторов по соотношению методов, основанных на исследовании керна, ГИС и испытаний.

Бакалаврская работа состоит из 3 глав: общие сведения о районе работ, геолого-геофизическая изученность, комплекс геофизических исследований, результаты интерпретации материалов ГИС, введения, заключения, списка использованных источников и 4 графических приложений.

Основное содержание работы. Кротовское месторождение административно расположено в Духовницком районе Саратовской области. Ближайшие населенные пункты от месторождения с. Брыковка – 2,0 км на северо-восток; пос. Духовницкое – в 22 км к западу, на берегу р. Волга. Ближайшая железнодорожная станция в р.п. Пугачев в 63км на юг от месторождения и речная пристань на р. Волга – р.ц. Духовницкое в 24 км по автодорогам от на запад.

Начало детального изучения территории Григорьевского участка относится к 50-60-м годам прошлого столетия когда эта площадь была покрыта геологической съёмкой масштаб 1:200000. В этот же период территория изучалась структурным бурением, с целью поиска структур перспективных на нефть и газ, аэромагнитная и гравиметрическая съёмки в 1991 г. Сейсмические исследования территории начались в 1967-1968 гг.

На участке впервые проведены сейсморазведочные работы МОГТ-2D в 2004 г. В результате была выявлена Кротовская структура.

В 2010 г. на Кротовском месторождении были выполнены дополнительные детализационные работы МОГТ-3D. В результате работ были получены новые данные о строении месторождения.

Кротовское месторождение было открыто в 2006 году поисковыми скважинами №1-5. Месторождение, приурочено к бобриковским песчаникам нижнего карбона.

Осадочный чехол Кротовского месторождения представлен каменноугольной, юрской неогеновой и четвертичной системами.

В современном тектоническом плане Кротовское месторождение приурочено к южному склону Жигулевского свода граничащего на юге и юго-западе с Иргизским прогибом который отделяет его от Пугачевского свода

который в свою очередь осложнен Балаковской и Клинцовской вершинами. На юго-востоке Жигулевский свод граничит с Бузулукской впадиной,

В 2010 году на основании вновь полученной геологической информации по данным бурения, на месторождении были проведены детализационные сейсморазведочные работы МОГТ-3Д. По итогам данных работ были построены структурные карты по ОГ nC1a1 и nC1bb которые отображают последнюю, уточненную модель строения бобриковской залежи.

Кротовское нефтяное месторождение расположено в пределах – Средне-Волжской нефтегазоносной области, которая входит в Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию. Месторождение располагается на южном склоне Жигулевского свода.

В разрезе Кротовского месторождения нефтегазоносность приурочена к бобриковским песчаникам визейского яруса нижнекаменноугольной системы.

Методика исследования. Геофизические исследования в скважинах служат для получения геологической документации разрезов скважин, выявления и промышленной оценки полезных ископаемых.

Промыслово-геофизические исследования в скважинах проводятся с целью:

- расчленения разреза на пласты различного литологического состава;
- определения мощности и глубины залегания пластов-коллекторов;
- выделение в разрезе скважины интервалов залегания нефтенасыщенных пластов;
- определение фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения;
- контроля технического состояния скважин и проведения в них технологических операций;
- контроля за эксплуатацией месторождений.

Решение задач интерпретации осуществляется в несколько этапов:

- контроль качества материалов ГИС;
- определение по данным ГИС физических свойств пород по методикам и палеткам;

- выделение коллекторов;
- определение коллекторских свойств (коэффициент глинистости $K_{гг}$, коэффициент пористости K_p , коэффициент проницаемости $K_{пр}$, коэффициент нефтегазонасыщенности $K_{нг}$).

Обязательный комплекс исследований в открытом стволе для решения геологических и технических задач в структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважинах представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Обязательный комплекс геофизических исследований

Структура комплекса		Методы ГИРС
Постоянная часть обязательных исследований	Общие исследования (по всему разрезу скважин)	ГТИ, ПС, КС (1-2 зонда из состава БКЗ), БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, профилометрия, Инклинометрия, резистивиметрия, термометрия, замер естественной температуры пород, ВСП
	Детальные исследования (в перспективных интервалах)	ПС, БКЗ, БК, ИК (ЭМК), МК, БМК, профилометрия, ГК-С, НК, АК, ГГК-П, ГГК-Л, наклонометрия
Изменяемая часть обязательных исследований	При наличии в перспективных интервалах разреза сложных коллекторов (трещинных, глинистых, битуминозных)	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, электрический сканер, ЯМК
Изменяемая часть обязательных исследований	Для определения положения межфлюидных контактов и пластовых давлений в перспективных интервалах	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК, ЯМК
	При низком выносе керна	Отбор керна из стенок скважины приборами на кабеле (КО)
	При неоднозначной геологической интерпретации материалов ГИС в перспективных интервалах разреза	ГДК, ОПК, ИПТ, КО, исследования в необходимых интервалах со сменой технических условий в скважине

Литологическое расчленение осадочных пород в разрезах нефтяных и газовых скважин обычно проводят по следующей схеме:

1. По кривым КС и ПС в разрезе скважин выделяют терригенные и карбонатно-хемогенные породы. Последние характеризуются повышенными кажущимися сопротивлениями рки промежуточными, слабо

дифференцированными значениями $\Delta U_{пс}$. В случае, если кривая ПС отсутствует или плохо дифференцирована, карбонатно-хемогенные разности (кроме гипсов) выделяют по данным нейтронно-гамма-метода.

2. По кривым ПС, ГК и кавернограмме терригенные разности расчленяют на песчанистые и глинистые Алевролиты и глинистые песчаники характеризуются номинальным диаметром скважины и промежуточными значениями $\Delta U_{пс}$ и I_{γ} . С увеличением глинистости величина $\Delta U_{пс}$ уменьшается, а интенсивность I_{γ} увеличивается (рисунок 1) [14-16].

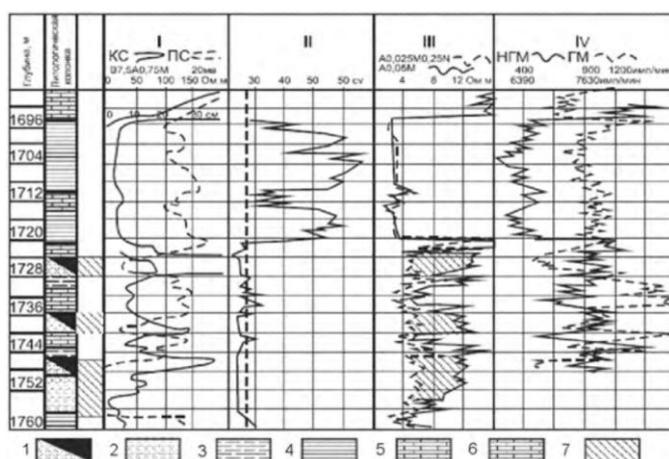


Рисунок 1 - Пример литологического расчленения и выделения проницаемых разностей в терригенном разрезе: 1–песчаники нефтеносные; 2–песчаники водоносные; 3–алевролиты; 4–глины; 5–глины песчанистые; 6–известняки; 7–характерные аномалии на кривых МКЗ против проницаемых пластов; I–стандартная электрометрия; II–кавернограмма; III–микроразности; IV–стандартная радиометрия ($v=180$ м/ч).

3. Литологическое расчленение карбонатно-хемогенной толщи проводят по данным радиометрии скважин и кавернограммам. На кривых ГК хемогенные осадки (кроме калиевых солей) отмечаются минимальными значениями I_{γ} ; отложения каменной соли и калийных солей выделяются на кавернограмме по увеличенному диаметру скважины. На кривых НГК этим породам соответствует высокая интенсивность I_{γ} ; гипсы характеризуются аномально

низкими значениями I_{γ} , а ангидриты, как правило, более высокими, чем у карбонатных разностей, значениями I_{γ} и ρ_k .

Выделение коллекторов в разрезе производится по комплексу геофизических методов с использованием прямых качественных и количественных признаков. Прямые качественные признаки обусловлены проникновением в коллекторы фильтрата промывочной жидкости, что приводит к образованию глинистой корки на стенках скважин, положительных приращений на кривых микрозондов, изменение удельного электрического сопротивления пласта в радиальном направлении, что устанавливается по показаниям БКЗ, ИК, БК, и МБК. Дополнительными качественными признаками являются также отрицательные амплитуды СП, минимальные средние показания на диаграммах ГК, повышенными по сравнению с глинами и аргиллитами, значения водородосодержания.

Характер насыщения пластов-коллекторов оценивался по величине удельного электрического сопротивления пород ($U_{ЭС}$), полученного в результате интерпретации данных электрометрии скважин.

Удельное электрическое сопротивление определялось по данным БК и ИК. Снятые значения кажущейся удельной электропроводности с диаграммы ИК были трансформированы в кажущееся удельное сопротивление с введением соответствующих поправок.

Оценка коэффициента пористости производилась с помощью геофизических методов, физической основой для этого служит отличие физических свойств скелета от свойств флюидов, заполняющих поровое пространство. Для определения коэффициента пористости K_p используются гамма-гамма плотностной (ГГК-П), акустический (АК) и нейтронный (НК) методы.

Определение пористости по данным НК. Наиболее широко для определения K_p в продуктивных пластах используется метод нейтронного каротажа (НК). Показания НК в общем случае определяются содержанием водорода и хлора в горной породе.

Определение остаточной водонасыщенности и параметра насыщения проводятся путем искусственного моделирования содержания остаточной воды капилляриметрическим методом с использованием полупроницаемой мембраны. Данный метод заключается в измерении содержания воды в образце, помещенном в капилляриметр с полупроницаемой мембраной, путем ее вытеснения из образца воздухом.

Результаты исследований. В скважинах №№1, 2, 3, 4, 5 выполнен комплекс ГИС общих и детальных исследований.

Продуктивный разрез Кротовского месторождения относится к терригенному типу. Объектами для интерпретации являлись терригенные породы бобриковских отложений.

При определении Кнг по скважинам №№1, 2, 3, 4 Кротовского месторождения использовались зависимости, полученные по данным керна для Богородского месторождения.

По данным геофизики и керна межфазовый контакт ВНК установлен не был. По данным ГИС условный подсчетный уровень принят по подошве последнего, наиболее погруженного нефтенасыщенного пропластка, на абсолютной отметке минус 1155,0 в скважине № 2.

Промышленные притоки безводной нефти из скважин №№ 1-4 при опробовании скважин в эксплуатационных колоннах Кротовского месторождения подтвердили отсутствие на данный момент межфазового контакта.

Нефтенасыщенные толщины с достаточной точностью определены по результатам геофизических исследований скважин с использованием стандартного каротажа, РК и данных микрометодов. Коллектор не выдержан по площади, с увеличением толщин с востока на запад, с 3 до 9 м в скважине №2. Средневзвешенная толщина коллекторов в пределах контура нефтеносности по категории C_1 составила 3,4 м и по категории C_2 1,5 м.

Открытая пористость коллекторов продуктивного пласта Кротовского месторождения определялась по образцам керна и ГИС, и была принята по

данным НК, так как она наиболее точно соответствует керновым данным, по сравнению с пористостью определенной по АК которая существенно занижает значение пористости в бобриковском пласте. Средневзвешанные значения открытой пористости по каждому подсчетному объекту, а также по отдельным полигонам подсчета находились путем деления порового объема нефтенасыщенных пород на объем нефтенасыщенного коллектора.

Определение коэффициента нефтенасыщенности коллекторов продуктивного пласта C_{1bb} проводилось с использованием эмпирических связей $R_p=f(K_p)$ и $R_n=f(K_v)$, полученные по данным керна для Богородского месторождения. Средневзвешанные значения коэффициентов нефтенасыщенности по каждому подсчетному объекту, а также по отдельным полигонам подсчета, находились путем деления объема нефти в пластовых условиях на поровый объем нефтенасыщенного коллектора.

На Кротовском месторождении работы по опробованию скважин скважинах №№1, 2, 3, 4 проводились с целью определения продуктивной характеристики продуктивных пластов по площади. Результаты опробования и исследования скважин приведены на рисунке 2. При проведении ИПТ в скважинах получены притоки нефти с средним дебитом $Q_n=19,5 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Продуктивный пласт бобриковского горизонта представлен кварцевыми слабосцементированными песчаниками. Песчаник темно-коричневый, кварцевый, средне-мелкозернистый, с редкими зернами крупной размерности, неравномерно глинистый и тонкопиритизированный, неравномерно известковистый, мелко линзовидно-субгоризонтально слоистый.

Продуктивный пласт бобриковского горизонта охарактеризован определениями пористости не в полной мере.

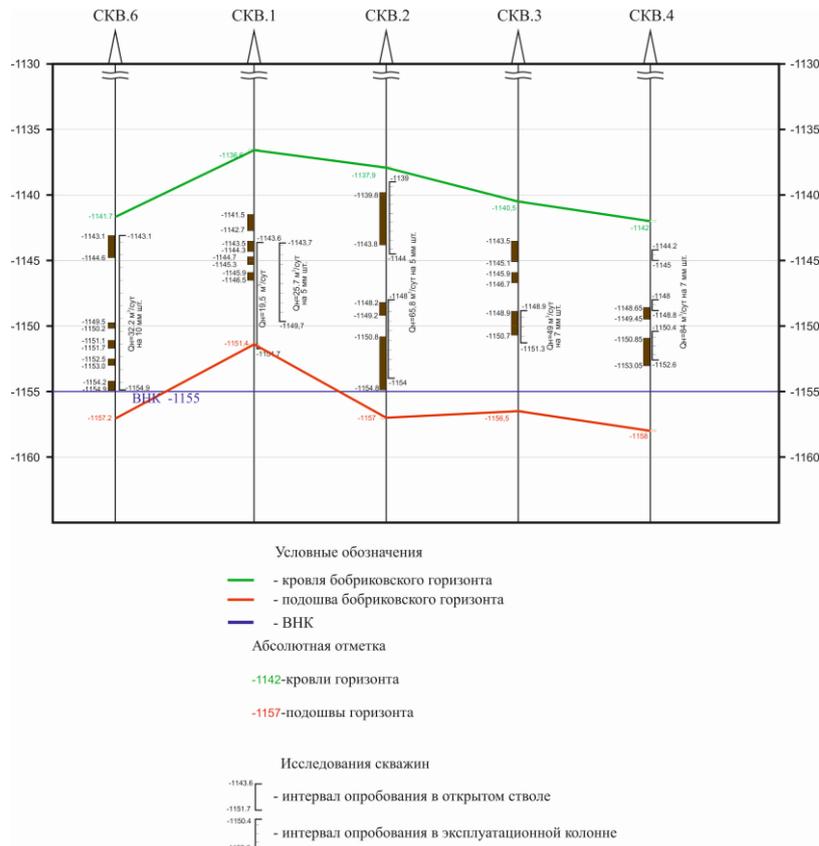


Рисунок 2 – Схема опробования бобриковских отложений

Пористость коллекторов в скважинах №№ 1-4 изменяется в граничных пределах 3,5-27,3% со средним значением 15,73% (определена по 103 образцам).

Газопроницаемость определена по 82 образцам с граничными значениями от менее 0,01 до 1976,2 мД со средним значением 455,7 мД.

Оценка нефтенасыщенности проводилась всего по шести образцам керна, чего явно не достаточно, граничные значения составили 11,72-28,3% со средним значением 21,43%. Определение остаточной водонасыщенности проводилась также всего по шести образцам керна, чего также не достаточно граничные значения составили 40,7-60,88% со средним значением 50,96%.

Определение коэффициента нефтенасыщенности коллекторов продуктивного пласта C_{1bb} проводилось с использованием эмпирических связей $R_p=f(K_p)$ и $R_n=f(K_v)$, полученные по данным керна для Богородского месторождения. Средневзвешанные значения коэффициентов нефтенасыщенности по каждому подсчетному объекту, а также по отдельным

полигонам подсчета, находились путем деления объема нефти в пластовых условиях на поровый объем нефтенасыщенного коллектора.

Таблица - 2 Предельные и средние значения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности по керну

Пласт	Предельные значения коэффициента открытой пористости, %	Предельное значение газопроницаемости, мкм ²	Среднее значение коэффициента открытой пористости, %	Среднее значение коэффициента нефтегазонасыщенности, доли единицы	Среднее значение газопроницаемости, мкм ²
C1bb	3,5-27,3	0,01 - 1976,2	15,73	21,43	455,7

Заключение. В бакалаврской работе изучен геологический разрез, тектоническое строение и нефтегазоносность Кротовского месторождения. Рассмотрен комплекс геофизических исследований: стандартный каротаж (ПС, КС), РК (НГК+ГК), БК, ИК, МКЗ, БКЗ, АК, ДС проведенный в процессе бурения в скважинах №1, 2, 3, 4, 5 Кротовского месторождения.

В исследуемых скважинах №№1, 2, 3, 4 в песчаных пластах-коллекторах бобриковского горизонта установлены залежи нефти в интервалах (границы пласта/абс.отметка):

- 1223,8-11228,8/-1141,5-1146,5 м в скважине №1;
- 1223,8-11238,8/-1139,8-1152,8 м в скважине №2;
- 1227-11234,2/-1143,5-1148,9 м в скважине №3;
- 1231,6-1236/-1148,65-1150,85 м в скважине №4;

Коллектора бобриковского возраста в скважине №5 отсутствуют.