

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

Кафедра геофизики

**«Корреляция данных ГТИ и ГИС в горизонтальных скважинах
на примере Артинских отложений Оренбургской области»**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
направление 05.04.01 геология
геологического ф-та
Фомина Андрея Владимировича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

Б.А. Головин

подпись, дата

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2019

Введение. В настоящее время разработка газовых и нефтяных месторождений горизонтальными скважинами приобретает наибольшую популярность. Это связано с огромным количеством положительных качеств данного метода, таких как, повышение рентабельности капитальных вложений добывающих предприятий, проведение разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений в районах со сложными поверхностными и геологическими условиями, в том числе шельфовые месторождения и многие другие. В это же время методика интерпретации и корреляции данных геолого-технологических исследований (ГТИ) и геофизических исследований скважин (ГИС) в горизонтальных скважинах, также приобретает актуальность и спрос.

Целью работы является анализ общепризнанных методик исследования закономерностей вертикального и латерального изменения литолого-фациального и флюидного состава пласта, с помощью комплекса методов ГТИ и ГИС. Применение новых методик и технологий в изучении закономерностей вертикального и латерального изменения литолого-фациального и флюидного состава пласта, с помощью комплекса методов ГТИ и ГИС, позволит провести корреляцию данных ГТИ и ГИС и выполнить прогнозирование в межскважинном пространстве.

В целях конфиденциальности данных назовем месторождение «Перспективным». Целью данной работы служит выделение закономерностей вертикального и латерального изменения литолого-фациального и флюидного состава пласта по комплексу данных ГТИ и ГИС, на примере скважины №1 месторождения Перспективное. Для решения данной цели были поставлены следующие задачи:

- рассмотреть особенности методов ГТИ и ГИС, и получаемых информативных параметров, в условиях района работ;
- выбрать наиболее информативные параметры по методам ГТИ и ГИС, и провести комплексный анализ и интерпретацию;
- изучить закономерности латерального и вертикального изменения пласта и провести корреляцию изменений по данным комплекса методов

ГТИ и ГИС.

Работа выполнена на основе материала по месторождению «Перспективное» скважине №1. Фактический материал предоставила ООО «СНГС-Гео».

Основное содержание работы. В разделе 1 «Общие сведения о месторождении» дается описание месторождения «Перспективное».

В подразделе 1.1 «Физико-географический очерк» отмечается, что изучаемое месторождение расположено в Оренбургской области в районе города Оренбург. Город расположен в Южном Предуралье, на реке Урал (Яик), близ впадения в неё реки Сакмары. Оренбург находится в 1475 км к юго-востоку от Москвы.

В подразделе 1.2 «Стратиграфия» дано описание всего геологического строения Оренбургской области. Геологический разрез района работ представлен пермскими отложениями, которые являются продуктивными, и отложениями неогенового и четвертичного возрастов.

В подразделе 1.3 «Тектоника» отмечается, что Оренбургская область охватывает юго-восточную часть Восточно-Европейской платформы: северо-восточную часть Прикаспийской синеклизы, значительные части Волго-Уральской антеклизы и Предуральского краевого прогиба и все структурные элементы складчатой части Южного Урала, а изучаемое месторождение расположено в пределах ВЕП.

В подразделе 1.4 «Нефтегазоносность» указывается, что нижнепермский комплекс включает сульфатно-карбонатные отложения ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов нижней перми. В разрезе продуктивного комплекса выделяется до 8 продуктивных пластов - РVIII, РVII, РVI, РV, РIV. РIII, РII, РI. Породам и-коллекторами являются известняки органогенно-детритовые, органогенные и доломиты тонкопористые, кавернозные. Типы коллекторов - поровый, трещин не поровый, в южных районах трещинный.

В разделе 2 «Методика выполнения работы» описывается методика исследований.

В подразделе 2.1 «Общие сведения о горизонтальных скважинах» дается определение и условия применения горизонтальных скважин, а также их преимущества и недостатки по сравнению с другими скважинами.

В подразделе 2.2 «Методика комплекса исследований ГТИ» приводится описание стандартного комплекса геолого-технологических исследований и его задачи. Для корреляции за основной метод исследований комплекса ГТИ взят детально-механический каротаж.

В подразделе 2.2.1 «Механический каротаж» описывается сущность механического каротажа, детально-механического каротажа, а также три метода нормализации значений данных методов исследования.

В подразделе 2.2.2 «Газовый каротаж» дается описание газового каротажа в процессе бурения и после бурения, и ряд методик интерпретации данных газового каротажа.

В подразделе 2.2.3 «Литологические, петрофизические, газометрические исследования шлама и керна» приводится описание методики отбора шлама и керна, их карбонатометрия и люминесцентно-битуминологический анализ.

В подразделе 2.3 «Методика комплекса исследований ГИС» дан перечень методов геофизических исследований скважин, которые применялся на исследуемой скважине в настоящей работе. Данный комплекс включает в себя для вертикального ствола скважины ГК и НГК, а для горизонтального – ГК, скорость проникновения по пласту и кавернометрия. Для корреляции за основной метод исследований комплекса ГИС взята скорость проникновения по пласту.

В подразделе 2.3.1 «Кавернометрия» описана сущность и применение кавернометрии в процессе бурения скважины.

В подразделе 2.3.2 «Гамма-каротаж» приведено описание метода гамма-каротажа и его интерпретация.

В подразделе 2.3.3 «Нейтронный гамма-каротаж» приведено описание метода нейтронного гамма-каротажа и его интерпретация

В разделе 3 «Результаты работ» приведены результаты исследований.

В подразделе 3.1 «Краткая информация по скважине» описана краткая информация по скважине №1, расположенной в Оренбургской области вблизи поселка Бердянка Оренбургского района. Скважина заложена для добычи нефти из пласта Р5 артинского яруса. Проектная глубина – 2667м, проектный горизонт – пласт Р5 артинского яруса. Достигнутый забой – 2660м.

В подразделе 3.2 «Геолого-геохимические исследования» приведены геолого-геохимические исследования, проведенные в интервалах 400-2147м (пилотный ствол), 1828-2660м (горизонтальный ствол). При проектировании скважины предусматривался отбор керна в интервале потенциально продуктивных отложений с целью уточнения литологии и физических свойств пород. В ходе строительства скважины произведен отбор 8 кернов.

В подразделе 3.2.1 «Краткая литологическая характеристика разреза» дано краткое описание литологического состава исследуемой части разреза. Иреньский горизонт вскрыт в интервале 400-1823,6м (пилотный ствол). Отложения представлены солями. В интервале 1779-1810м отмечены известняки. В интервалах 1823,6-1935,8м (пилотный ствол) и 1833-1953,8м (горизонтальный ствол) вскрыты отложения филипповского горизонта кунгурского яруса. Отложения по пилотному и горизонтальному стволу представлены ангидритами. С глубины 1915м отмечено переслаивание разных мощностей доломитов. В интервалах 1935,8-2147м (пилотный ствол) и 1953,8-2660м (горизонтальный ствол) вскрыты отложения артинского яруса. Отложения по пилотному стволу представлены известняками. Также были отобраны керны №1-8. Отложения по горизонтальному стволу вскрыты известняками.

В подразделе 3.2.2 «Оценка нефтегазонасыщенности разреза» приведены результаты геохимических исследований. По комплексу характерных признаков в интервалах 1970,4-2063 м, 2078-2079 м, выделены карбонатные пласты-коллекторы артинского возраста по пилотному стволу, насыщенные нефтью. В интервалах 2063-2078 м, 2079-2084 м, 2088-2089 м, 2123-2126 м, 2131-2132 м, выделены карбонатные пласты-коллекторы

артинского возраста по пилотному стволу, насыщенные остаточной нефтью. В интервалах 2085-2089 м, 2091-2113 м, 2115,4-2121 м, 2122-2147 м выделены карбонатные пласты-коллекторы артинского возраста по пилотному стволу, насыщенные нефтью с водой. В интервалах 1972,8-1980,4 м, 1994,2-2002,4 м, 2012-2014 м, 2016,2-2053,9 м, 2055,2-2079,2 м, 2093,8-2112,4 м, 2148,2-2160,2 м, 2206,2-2660 м выделены карбонатные пласты-коллекторы артинского возраста по горизонтальному стволу, насыщенные нефтью.

В подразделе 3.3 «Геофизические исследования» приведены результаты геофизических исследований. Комплекс исследований ГИС по пилотному стволу скважины включает в себя ГК и НГК. Гамма-каротаж будет служить для определения $K_{гп}$, нейтронный гамма-каротаж для определения $K_{п}$. Комплекс исследований ГИС по горизонтальному стволу скважины включает в себя ГК и каверномер.

Результаты комплекса исследований ГИС приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Конечные значения пористости

Пилотный ствол	Горизонтальный ствол		
	$K_{п}^{НГК}, \%$	$K_{п}^{ГГК}, \%$	$K_{п}^{АК}, \%$
9.8	7.4-12.7	3-12.2	2.1-10.8

В подразделе 3.4 «Корреляция данных ГТИ и ГИС» приведены значения скорости проходки по пласту по ГИС и и нормализованные значения ДМК, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Значения нормализованного ДМК и акустического каротажа

Интервал, м	Нормализованное ДМК α , мин/дм	Нормализованное ДМК d , мин/дм	Нормализованное ДМК C , мин/дм	Скорость проходки по пласту, м/ч
1953-1997	1,901837	2,074241	2,05916	13
1997-2000	2,008603	4,412116	2,9399	17
2000-2016	1,846254	1,982318	1,670806	9
2016-2023	3,673719	5,156535	2,899786	21
2023-2058	1,948052	2,604744	2,020832	13
2058-2077	1,840218	2,030416	1,606665	11
2077-2083	1,790569	1,969666	1,722801	9
2083-2086	1,838025	1,991395	1,553256	13
2086-2090	1,396575	1,46	1,456914	6
2090-2094	1,820647	1,998681	1,547516	13
2094-2099	1,709809	1,986497	1,630822	9
2099-2108	2,958743	5,17436	2,463074	21
2108-2112	1,851545	2,048786	1,696991	9
2112-2126	1,913514	2,124038	1,668689	13
2126-2130	2,072842	2,201438	2,574359	17
2130-2133	1,822342	2,135773	1,751578	9
2133-2157	2,017433	4,252214	2,464634	21
2157-2162	1,999514	2,233157	1,493975	13
2162-2199	2,032939	2,273846	2,43408	17
2199-2206	1,94659	2,16616	1,667162	13
2206-2213	2,127875	4,268083	2,53991	21
2213-2221	1,800133	2,109322	1,721557	9
2221-2225	1,929975	2,147146	2,684907	17
2225-2228	1,863999	2,062755	1,795986	9
2228-2377	2,083419	2,210993	2,498082	17
2377-2385	1,956085	2,050196	1,656409	13
2385-2395	2,000436	4,230217	2,420811	21
2395-2410	1,860323	2,053697	1,602874	9
2410-2429	2,567065	2,187719	2,469445	17
2429-2432	1,87716	2,074653	1,680359	9
2432-2445	2,034665	2,146521	2,48412	17
2445-2449	1,918831	2,127359	1,638541	13
2449-2451	3,901542	5,505134	3,74104	100
2451-2660	1,981567	2,079243	2,450742	17

По данным были построены графики (кросс-плоты), представленные на рисунке 1а, 1б, 1в.

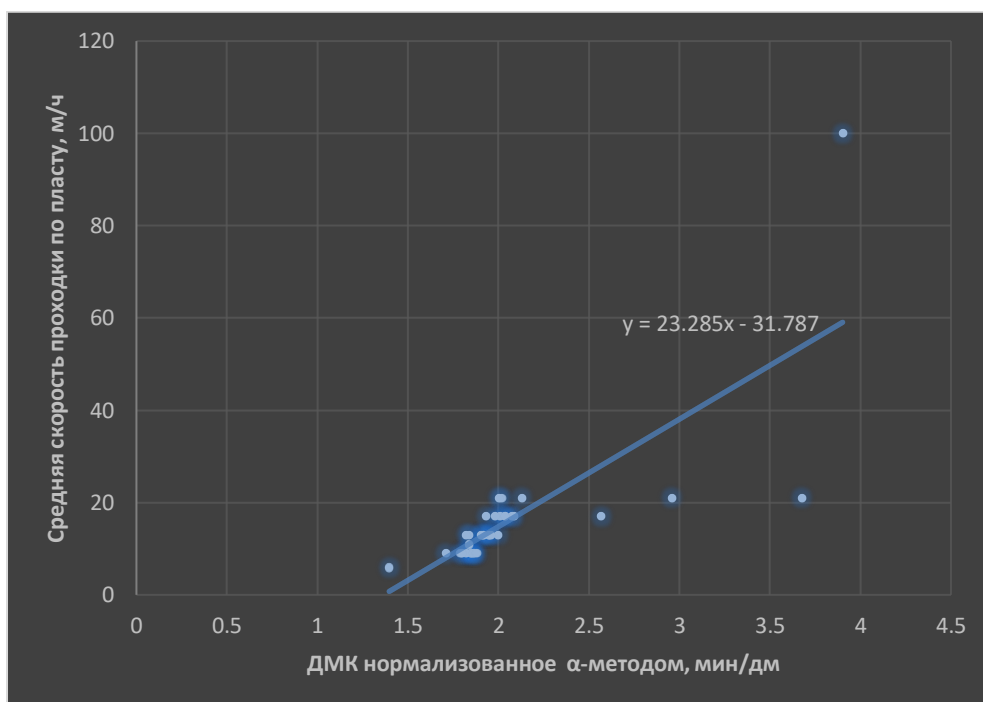


Рисунок 1а – График корреляции данных скорости проходки по пласту и нормализованного ДМК α-методом

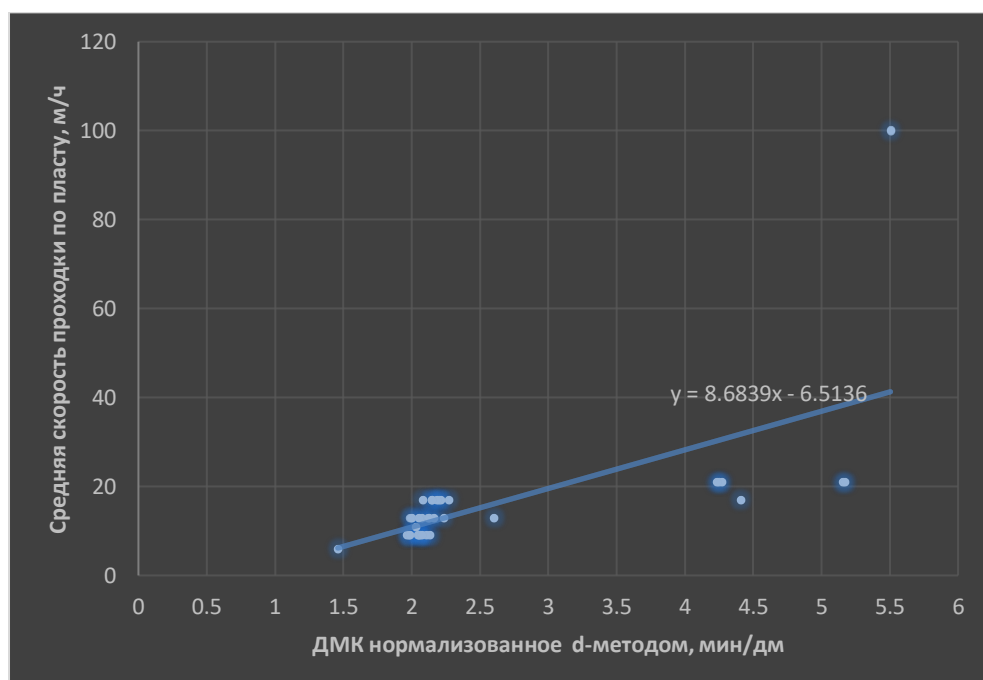


Рисунок 1б – График корреляции данных скорости проходки по пласту и нормализованного ДМК d-методом

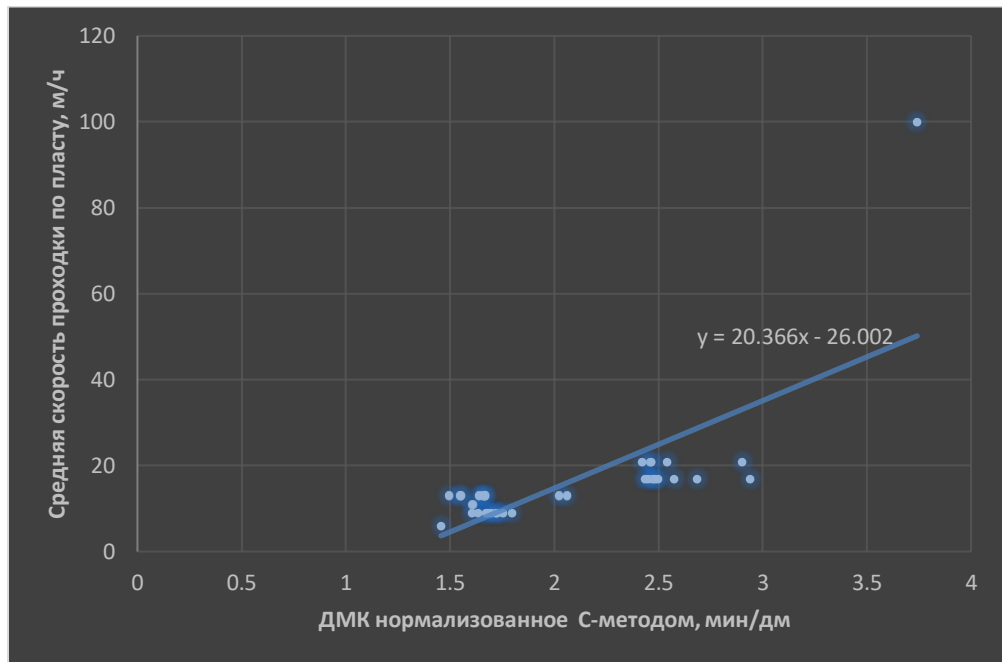


Рисунок 1в – График корреляции данных скорости проходки по пласту и нормализованного ДМК С-методом

А также по данным были рассчитаны коэффициенты корреляции, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Конечные значения коэффициента корреляции

$K_{\alpha}^{\alpha}, \%$	$K_{\alpha}^d, \%$	$K_{\alpha}^C, \%$
75,8	62,6	71,8

По полученным результатам видно, что степень корреляции ДМК и скорости проходки по пласту достаточно высокая. Из этого следует, что в данных условиях по значениям нормализованного ДМК (в других случаях механической скорости бурения), можно проводить корреляцию пласта пород-коллекторов. При комплексном применении и сопоставлении других данных ГТИ и ГИС можно изучить закономерности вертикального и латерального изменения литолого-фациального и флюидного состава пласта.

Заключение. В результате работы были получены значения нормализованного детально-механического каротажа тремя известными методами, а именно способ d-экспоненты, α -экспоненты и C-экспоненты. Они были сопоставлены со значениями фактической скорости проходки по пласту, определенные аппаратурой ГИС. В итоге были получены графики,

которые отражают корреляционную связь данных параметров. Коэффициенты корреляции варьируют в пределах 62-75%, что говорит о высоком уровне сопоставимости данных ГТИ и ГИС, описывающие изменения литологического состава. Полученный результат подтверждает эффективность данной методики. Последнее позволяет применять данную методику для корреляции данных с целью изучения закономерностей вертикального и латерального изменения литолого-фациального и флюидного состава продуктивного пласта-коллектора по площади.