

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

Кафедра геофизики

**«Выделение коллекторов Губанского месторождения и определение  
коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности по данным ГИС»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 5 курса 532 группы  
направление 21.03.01 нефтегазовое дело  
профиль «Геолого-геофизический сервис»  
геологического факультета  
Бяширова Рустама Кямильевича

**Научный руководитель**

К. г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

К.Б. Головин

**Зав. кафедрой**

К. г.- м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2024

**Введение.** Объектом исследований данной работы является Губанское месторождение Саратовского Поволжья.

В нынешний момент при разработке Губанского месторождения выявили трудности с интерпретацией данных ГИС, связанные с повышением достоверности подсчётных параметров сложно построенных коллекторов.

В настоящее время на Восточном поднятии пробурено шесть скважин - скв. №1, 3, 4, 5, 6 и 7 Губанские. Все скважины расположены в контуре нефтеносности.

Целью бакалаврской работы является изучение геологического строения Губанского месторождения, охарактеризовать теоретические основы геолого-геофизических и геолого-технологических методов исследования, а также провести качественную интерпретацию геолого-геофизических данных.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

-изучение геолого-геофизических характеристик Губанской площади Саратовского Поволжья;

- закрепление теоретических знаний по методам ГИС;

- рассмотрение методики интерпретации данных ГИС по определению коллекторских свойств;

-сопоставление значений фильтрационно-емкостных свойств (коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности) продуктивного горизонта, определенных по керну и ГИС.

Данная выпускная квалификационная работа состоит из трёх разделов. Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования». В нём содержится пять подразделов со следующими названиями: «Общие сведения о территории исследования», «Орогидрография», «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза», «Тектоника» и «Нефтегазонасыщенность». Вторая глава «Методика работ» состоит из девяти подразделов со следующими названиями: «Обработка и интерпретация материалов ГИС», «Первичная обработка данных ГИС»,

«Определение характера насыщения», «Каротаж сопротивления», «Микрокаротаж», «Боковой каротаж», «Индукционный каротаж», «Акустический каротаж» и «Радиоактивный каротаж». Также имеется заключающая глава под названием «Результаты работ».

**Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования»** содержит пять подразделов.

Подраздел 1.1 «Общие сведения о территории исследования». Восточное поднятие Губанского месторождения открыто в 2001 г. поисково-оценочной скв. №1 Губанской. Промышленная нефтеносность установлена в отложениях алексинского, бобриковского и черепетского горизонтов. В 2008 г. составлена технологическая схема разработки Восточного поднятия Губанского месторождения, в соответствии с которой осуществляется промышленная разработка месторождения. В 2012 г. в результате выполненных сейсморазведочных работ МОГТ-2D. Восточного поднятия, в котором уточнена геологическая модель. В настоящее время на Восточном поднятии пробурено шесть скважин - скв. №1, 3, 4, 5, 6 и 7 Губанские. Все скважины расположены в контуре нефтеносности.

Подраздел 1.2 «Орогидрография». Рельеф территории исследований представляет собой холмистую степную равнину, расчлененную долинами рек, оврагами, балками. Абсолютные отметки рельефа изменяются от плюс 30 м до плюс 75 м. Крутизна склонов возвышенностей большей частью не превышает 20°. Климат изучаемой территории резко континентальный – лето жаркое с температурой до +40°С, зима малоснежная, морозная – до -30°С. Снежный покров достигает 50 см и держится до середины апреля. Глубина промерзания почвы – 2 м. Отопительный сезон – 173 суток. Летом в июле – августе температура воздуха достигает плюс 40°С. Среднегодовая температура воздуха составляет плюс 4°С. Общее среднегодовое количество осадков составляет 200-400 мм.

Подраздел 1.3 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза». Геологический разрез Губанского лицензионного участка представлен по

самой глубокой пробуренной на поднятии скважине №3 Западно-Губанской. (достигнутый забой 3621,7 м, тимано-пашийский горизонт). Сложен архейскими породами кристаллического фундамента и перекрывающим его осадочным комплексом отложений рифея (верхнего протерозоя), палеозойской, мезозойской и кайнозойской эратемы. Осадочная толща сложена отложениями девонской, каменноугольной, пермской, триасовой, юрской, меловой, неогеновой и четвертичной систем.

Подраздел 1.4 «Тектоника». В тектоническом отношении Губанское месторождение располагается в пределах восточной части Волжского прогиба, приуроченного к Бортовой зоне Прикаспийской впадины. На севере участок граничит со Степновским сложным валом, на западе с Каменско-Золотовской приподнятой зоной. Район характеризуется сложным строением кристаллического фундамента и осадочной толщи внешней и внутренней частей Прикаспийской впадины. Рельеф фундамента представляется в виде тектонических зон, вытянутых в северо-восточном направлении, отделенных друг от друга разломами. Выделенные по кровле фундамента тектонические зоны унаследованно или инверсионно просматриваются в осадочном комплексе.

Подраздел 1.5 «Нефтегазоносность». Западное поднятие Губанского месторождения, согласно нефтегазогеологическому районированию, относится к Приволжскому нефтегазоносному району Нижне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Промышленная нефтегазоносность лицензионного участка связана со следующими региональными нефтегазоносными комплексами (НГК): средне-верхнедевонский (нижнефранский) преимущественно терригенный; верхнедевонско-нижнекаменноугольный преимущественно карбонатный; нижне-верхневизейский (карбонатно-терригенный); серпуховско-нижнебашкирский (карбонатный); верхнемосковско-нижнепермский (сульфатно-карбонатный).

**Раздел 2 «Методика работ»** содержит девять подразделов.

Подраздел 2.1 «Обработка и интерпретация материалов ГИС». Обработка и интерпретация материалов ГИС включает в себя: - литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов и определение эффективных толщин;

- оценка характера насыщения коллекторов;
- определение коэффициента пористости коллекторов;
- определение коэффициента нефтегазонасыщенности;
- определение коэффициента проницаемости.

Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов по керну:

Подраздел 2.2 «Первичная обработка данных ГИС». Перед интерпретацией комплекса ГИС показания большинства методов подверглись первичной обработке, которая заключалась во внесении соответствующих поправок за тип приборов, скважинные условия, толщину, естественную радиоактивность пластов. При обработке данных ГГК замеренная величина объемной плотности исправлялась за естественный гамма фон.

Подраздел 2.3 «Определение характера насыщения». Оценка характера насыщения коллектора сводится к разделению коллекторов на продуктивные, из которых при испытании получают промышленный приток нефти или газа, и водоносные, дающие чистую воду, воду с пленкой нефти или признаками газа. Решается задача о целесообразности спуска колонны в еще не обсаженную скважину и опробование промышленных нефтегазоносных объектов.

Подраздел 2.4 «Каротаж сопротивления». Каротаж сопротивления предназначен для изучения удельного электрического сопротивления горных пород, пройденных скважиной. Для замера сопротивления пород пересеченных скважиной, применяется 4 -х электродная установка АМ NB – каротажный зонд. Зонд КС состоит из нескольких свинцовых электродов закрепленных на отрезке шлангового каротажного кабеля. Три электрода

(N,M,A) или (M,A, B) присоединяются к концам кабеля и пускаются в скважину, четвертый электрод В или N устанавливается на поверхности, вблизи устья скважины. Через электроды А и В, называемые токовыми пропускают ток  $I$ , создающий электрическое поле в породе. При помощи измерительных электродов М и N измеряют разность потенциалов  $\Delta U$  между двумя точками данного электрического поля.

Подраздел 2.5 «Микрокаротаж». Плотные монолитные породы устойчивы при разбуривании, они не изменяются при контакте с буровым раствором, диаметр скважины в интервалах таких пород равен номинальному ( $d_c = d_n$ ). За счет неравномерного контакта микрозонда с породой, вследствие шероховатости стенки скважины, диаграммы в этих интервалах очень изрезаны при общем высоком уровне показаний (второй и третий масштабы записи).

Подраздел 2.6 «Боковой каротаж». Боковой каротаж является одной из разновидностей электрического каротажа по методу сопротивлений. Боковой каротаж применяется для исследования скважин, разрез которых представлен породами высокого сопротивления, с частым чередованием тонких пластов низкого и высокого сопротивления, а также скважин заполненных минерализованной промывочной жидкостью. В методе бокового каротажа применяют зонды с дополнительными, так называемыми экранными электродами.

Подраздел 2.7 «Индукционный каротаж». Индукционный каротаж (ИК) – основан на изучении распределения электромагнитного поля в пространстве окружающем зонд в зависимости от удельной электропроводности горных пород. В отличие от других методов электрического каротажа ИК является бесконтактным, то есть отсутствует непосредственный контакт электродов измерительной установки с промывочной жидкостью. Поэтому с помощью ИК можно исследовать сухие скважины и скважины, заполненные глинистым раствором на нефтяной

основе. Наилучшие результаты ИК дает в песчано-глинистых разрезах с небольшим удельным сопротивлением пластов.

Подраздел 2.8 «Акустический каротаж». Сущность акустического метода состоит в измерении параметров волнового поля, создаваемого помещенным в скважину акустическим импульсным источником упругих колебаний. Волновое поле системы скважина-пласт включает множество волн, различных по типу и природе возникновения. В неограниченном массиве однородных горных пород точечным источником могут быть возбуждены продольные и поперечные волны. Скорости распространения продольных  $V_p$  и поперечных  $V_s$  волн различны, приближенно можно считать, что  $V_p/V_s = 1.73$ .

Подраздел 2.9 «Радиоактивный каротаж». Радиоактивный каротаж, основанный на измерении естественной гамма-активности горных пород, называется гамма-каротажем (ГК). Регистрируемое при этом естественное гамма-излучение определяется содержанием в породах природных радиоактивных элементов – радионуклидов, среди которых основную роль играют уран ( $^{238}\text{U}$ ,  $^{235}\text{U}$ ), торий ( $^{232}\text{Th}$ ) и продукты их распада, а также радиоактивный изотоп калия ( $^{40}\text{K}$ ). У магматических пород, в целом отличающихся повышенной естественной радиоактивностью, она закономерно уменьшается от кислых разностей к ультраосновным. Среди осадочных пород максимальной естественной радиоактивностью, как правило, обладают глины, минимальной - чистые (не глинистые) разности песков, песчаников, известняков.

### **Раздел 3 «Результаты работ». Содержит три подраздела.**

Подраздел 3.1 «Оценка характера насыщения». Литологическое расчленение разреза производилось по всему имеющемуся комплексу геофизических методов. Глинистые породы по данным ГИС характеризуются: максимальными показаниями естественной радиоактивности (ГК) и акустического метода (АК), минимальными значениями удельного электрического сопротивления ( $\rho_n$ ), номинальным или

увеличенным диаметром скважин. Плотные породы характеризуются: максимальными значения  $\rho_p$ , минимальными показаниями АК и ГК, номинальным диаметром скважины. Для терригенных отложений бобриковского горизонта ( $C_{1bb}$ ) УПУ принят по последней замыкающей изогипсе на абс. отм. минус 2600,0 м, т.к. по результатам интерпретации ГИС и исследованиям керна пласта-коллектора нефтенасыщены, а по результатам всех испытаний получены безводные притоки нефти. Для карбонатных отложений черепетского горизонта ( $C_{1cr}$ ) ВНК принят по данным ГИС и керна с учетом результатов испытаний на абс. отм. минус 2597,4 м.

Подраздел 3.2 «Определение глинистости». Определение содержания глины в пластах предшествовало количественной интерпретации данных ГИС по коллекторам в силу необходимости учёта влияния глинистости на многие геофизические параметры. Кроме того, знание этого параметра важно для достоверной оценки коллекторов, поскольку присутствие глинистого материала в пласте влияет на фильтрационно–емкостные свойства коллектора. При замере ГК по колонке керна, выявлено завышение радиоактивности в интервалах насыщенных битумом песчаников. Данный факт приводит к завышению расчётного значения глинистости по каротажу ГК. С целью уменьшения влияния битуминозности глинистость считалась по методу СГК. Полученная синтетическая кривая СГК\* повторяет исходную и учитывает вклад каждого компонента в общую радиоактивность. На рисунке 5 Рисприведено сопоставление исходной кривой СГК и СГК\*. В показания СГК\* внесена поправка за урановую составляющую и рассчитан двойной разностный параметр  $\Delta J_y$ .

Объемная глинистость была рассчитана с использованием зависимости между  $\Delta J_y$  и  $K_{гл}$ , которая находится их перемножением, где  $K$  – объемное содержание глин, равное 0,8 д.ед. для терригенных пород бобриковского горизонта, 0,16 д.ед. для карбонатных пород черепетского горизонта, как показано на рисунке 1.



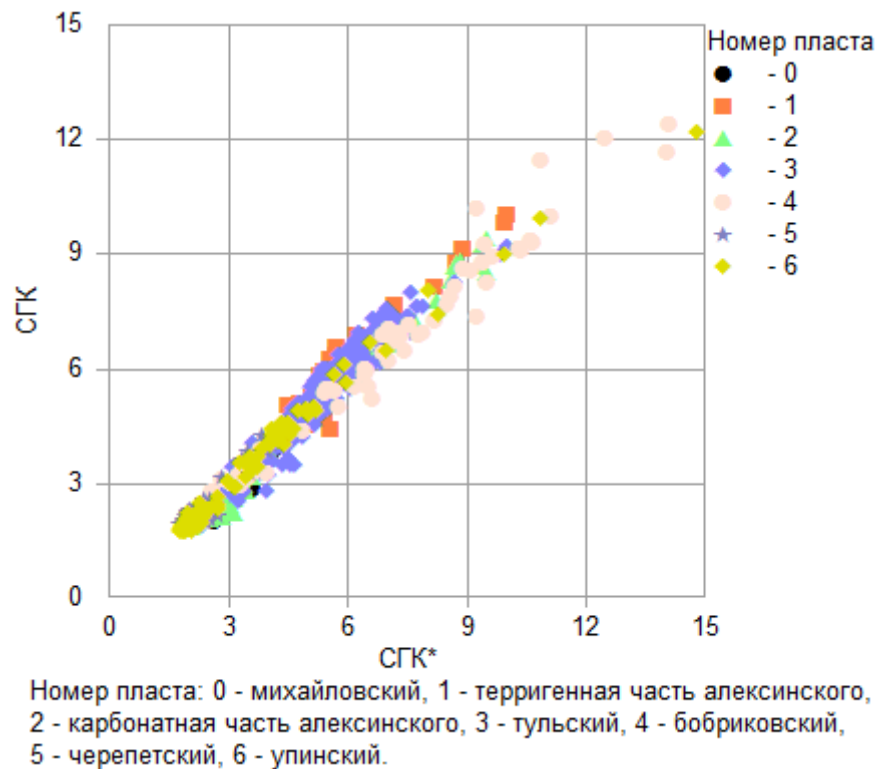


Рисунок 1 - Сопоставление расчётной кривой СГК\* с исходной

Подраздел 3.2 «Определение коэффициента пористости». Определение пористости по ГИС выполнено по всем имеющимся в скважинах методам: АК, НГК, ГГКп и водородосодержание ( $\omega$ ).

По данным акустического каротажа пористость рассчитывалась по формуле, показанной на рисунке 2.

$$K_n^{AK} = \frac{\Delta t_n - \Delta t_{СК}}{\Delta t_{ЖС} - \Delta t_{СК}} - K_{ЭЛ} \frac{\Delta t_{ЭЛ} - \Delta t_{СК}}{\Delta t_{ЖС} - \Delta t_{СК}}$$

Рисунок 2 – Формула определение коэффициента пористости.

Значения интервального времени следующие:

$\Delta t_n$  – интервальное время пробега упругой волны в изучаемом пласте, мкс/м;

$\Delta t_{СК}$  – интервальное время пробега упругой волны в скелете породы, равное 167.3 мкс/м для песчаников бобриковского горизонтов, 152.7 мкс/м для известняков черепетского горизонта;

$\Delta t_{ЖС}$  – интервальное время пробега упругой волны в жидкости,

заполняющей поровое пространство породы, равное 562 мкс/м;

$\Delta t_{gl}$  – интервальное время пробега упругой волны в глинах, принятое равным 270 мкс/м, как показано на рисунке 3.

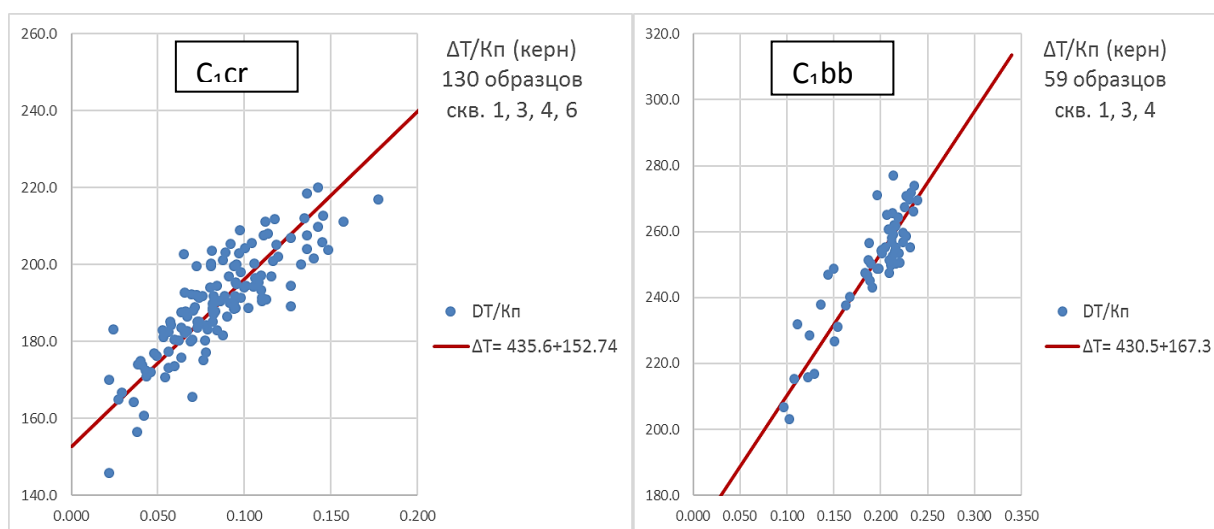


Рисунок 3 - Сопоставление открытой пористости по керну с интервальным временем.

**Заключение.** В бакалаврской работе была изучена геолого-геофизическая характеристика Губанской площади Саратовского Поволжья, освоена методика комплексной интерпретации данных ГИС, а также был проинтерпретирован материал по комплексу методов ГИС Губанского месторождения.

Также была описана методика проведения работ, а именно обработка и интерпретация данных ГИС и первичная обработка данных ГИС.

В результате количественной интерпретации полученных данных геолого-технологических исследований, промыслово-геофизических материалов, результатов исследования керна, был проведён анализ нефтегазоносности изучаемого месторождения.

Было проведено определение характера насыщения продуктивных пластов, вычисление коэффициента пористости путём сопоставления открытой пористости по керну с интервальным временем и определение глинистости.

Таким образом, цели бакалаврской работы были достигнуты