

**«Подсчет запасов Любленского
месторождения
с применением компьютерных
технологий»**

Дипломный руководитель

Общие сведения о месторождении

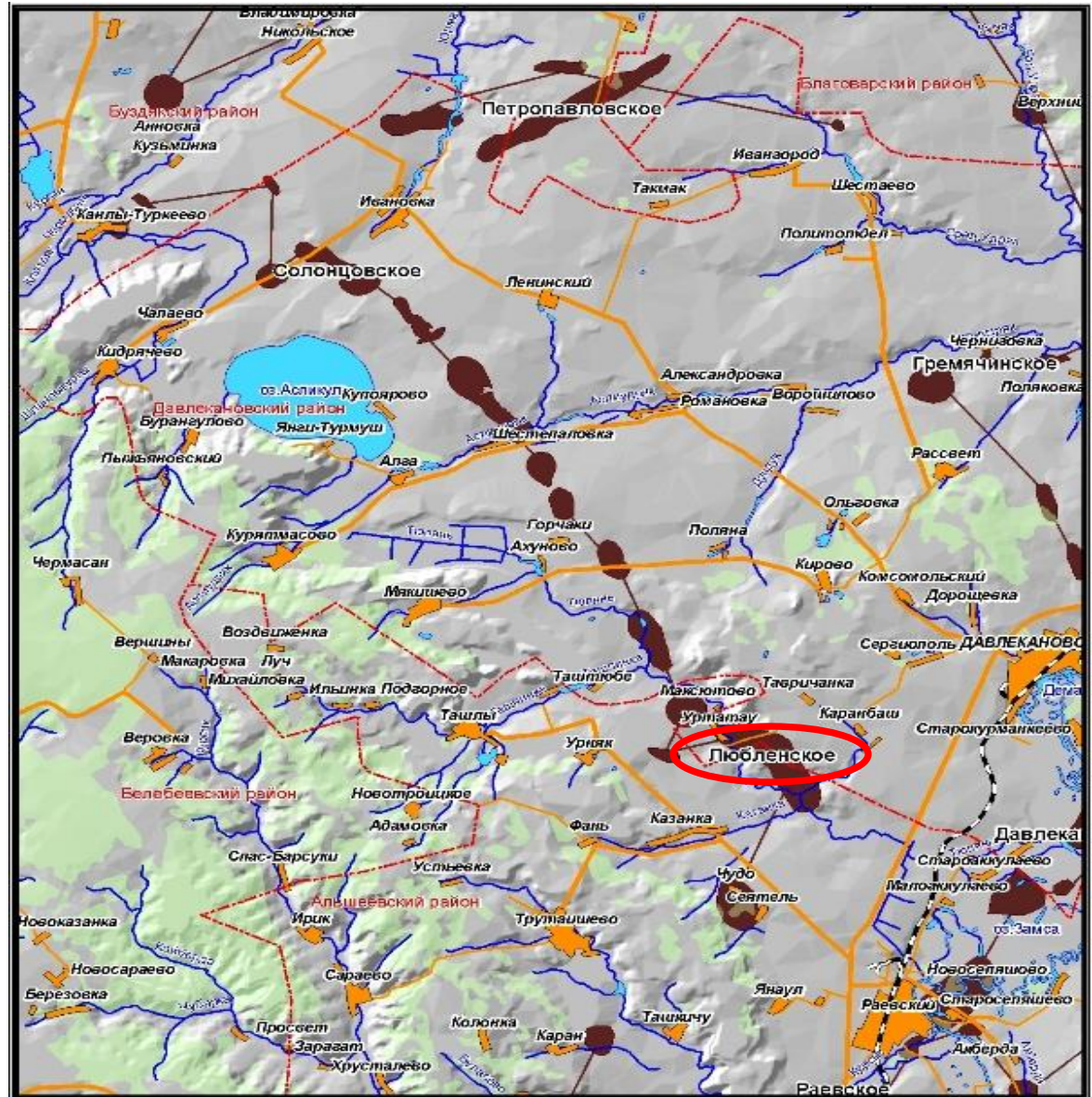
Любленское месторождение расположено на территории Давлекановского и Альшеевского районов республики Башкортостан. С северо-запада от него находится Солонцовское, на юго-востоке Давлекановское месторождения

Месторождение введено в разработку в 1980г. Разработку месторождения осуществляет Ишимбайское УДНГ филиала ОАО «АНК «Башнефть» «Башнефть-Ишимбай» .

С начала разработки по состоянию на 01.01.07г. на месторождении отобрано 99 тыс. т нефти

В результате поисково-разведочных работ открыты залежи нефти в карбонатных отложениях турнейского и фаменского ярусов, терригенных отложениях девона.

В региональном тектоническом плане Любленское месторождение расположено на юго-восточном склоне Южно-Татарского свода. Оно находится в нефтедобывающем районе, между Солонцовским и Давлекановским месторождениями



Геология и нефтегазоносность

Геологический разрез Любленского месторождения представлен отложениями додевонского комплекса осадков - девонской, каменноугольной, пермской, неогеновой (редко) и четвертичной систем.

Промышленные скопления нефти приурочены к карбонатным отложениям кизеловского (пачка СТкз), упинско-малевского (пачка СТуп-мл) горизонтов турнейского яруса, заволжского надгоризонта верхнего (пачка Дзв), среднего (пачка Дфмс) и нижнего фамена (пачка Дфмн), терригенным отложениям кыновского горизонта (пласты Дкн1, Дкн2, Дкн3).

Литологическая

Нефтеносность месторождения изучалась в процессе бурения по керну, шламу, геофизическим исследованиям и результатам опробования. Нефтегазопроявления различной степени интенсивности отмечены начиная с артинского и сакмарского ярусов нижней перми, в верхнем карбоне, в верейском горизонте и в башкирском ярусе среднего карбона, тульском горизонте и турнейском ярусе нижнего карбона и заканчивая старооскольским надгоризонтом среднего девона.

Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонт	Литологическая колонка	Мощность, м	Краткая характеристика пород	
Каменноугольная	Средний	Москов.	Нижний	Верейский		> 20	Снизу вверх известняки переходят в терригенные породы. Вторичные изменения: выщелачивание и кальцитизация в органогенных известняках	
				Нет расчленения на горизонты		20-50	Чередование органогенных, обломочных и пелитоморфных известняков. Вторичные изменения: кальцитизация в органогенных известняках	
	Михайловский и веневский горизонты визейского яруса, серпуховский ярус. Керн не поднимался. Достоверные данные о вторичных изменениях отсутствуют							
	Нижний	Визейский	Нижний	Алексинский		35-50	Снизу вверх терригенные породы переходят в фитоморфные известняки	
				Тульский				
				Бобриковский				
				Кизеловский				
	Турнейский	Верхний	Черепетский		> 70	Известняки биокластовые зоо- и фитоморфные. Вторичные изменения: выщелачивание и доломитизация I типа в биокластовых зооморфных известняках в пределах наиболее высокоамплитудных поднятий		
			Упинский + Малевский					

Объекты подсчета, рассмотренные в данной работе

Горизонт	Глубина залегания	Кол-во залежей	Кол-во скважин
СТкз	1400	7	22
Dзв	1450	3	21
Dкн1	1750	2	2
Dкн2	1780	4	4

ФЕС по керну

Горизонт	Средняя пористость, %	Средняя остаточная водонасыщенность, д.ед	Средняя проницаемость, мД
СТкз	12.2	0.25	0.016
Дзв	9.9	0.20	0.008
Дкн1	18.1	0.24	0.447
Дкн2	16.5	0.28	0.096

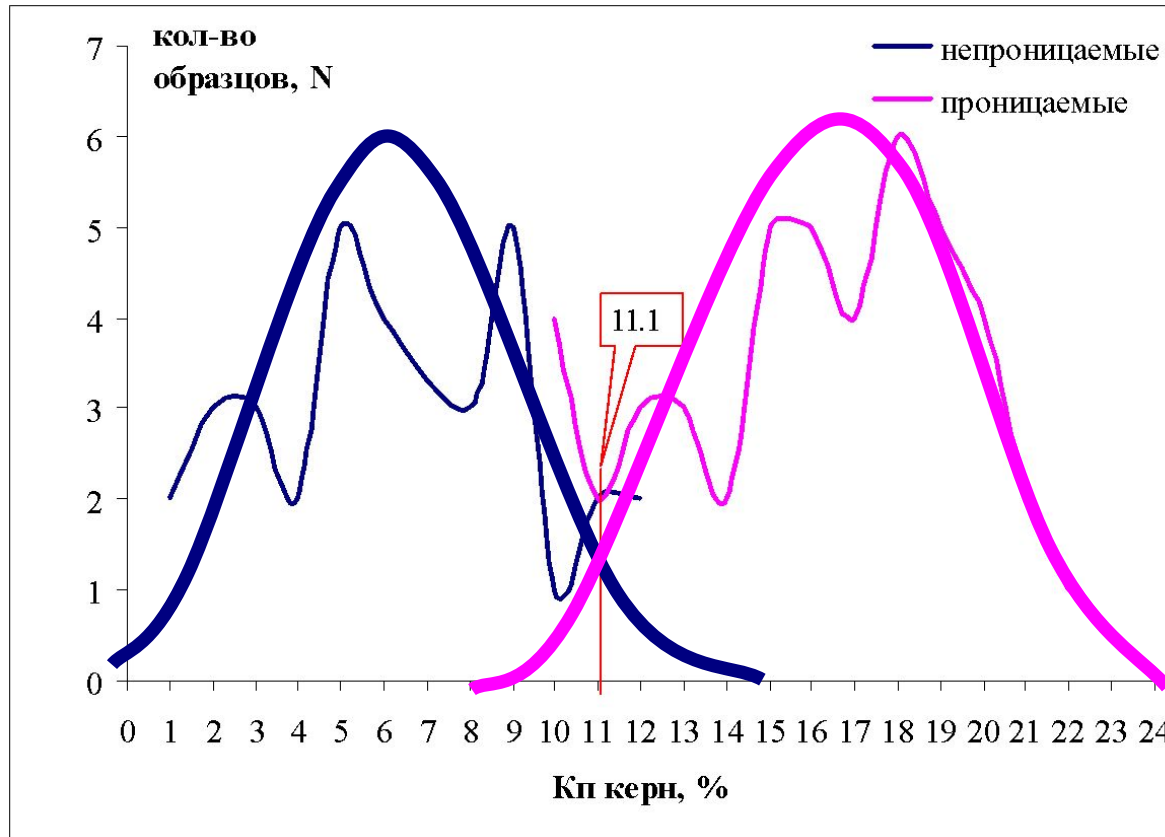
Геофизические исследования скважин

По всему, вскрытому бурением, разрезу в масштабе 1:500 проводились стандартный каротаж и радиометрия. При детальном промыслово-геофизическом исследовании с целью изучения литологии и продуктивности разреза в указанных отложениях применялся следующий комплекс методов.

1. Электрометрия:
 - а) Стандартный каротаж (КС, ПС)
 - б) БКЗ
 - в) Боковой каротаж
 - г) Индукционный каротаж
 - д) Микрозонды
 - е) Резистивиметрия
2. Радиоактивный каротаж:
 - а) Нейтронный гамма-каротаж
 - б) Гамма-каротаж
3. Акустический каротаж
4. Кавернометрия

Выделение коллекторов

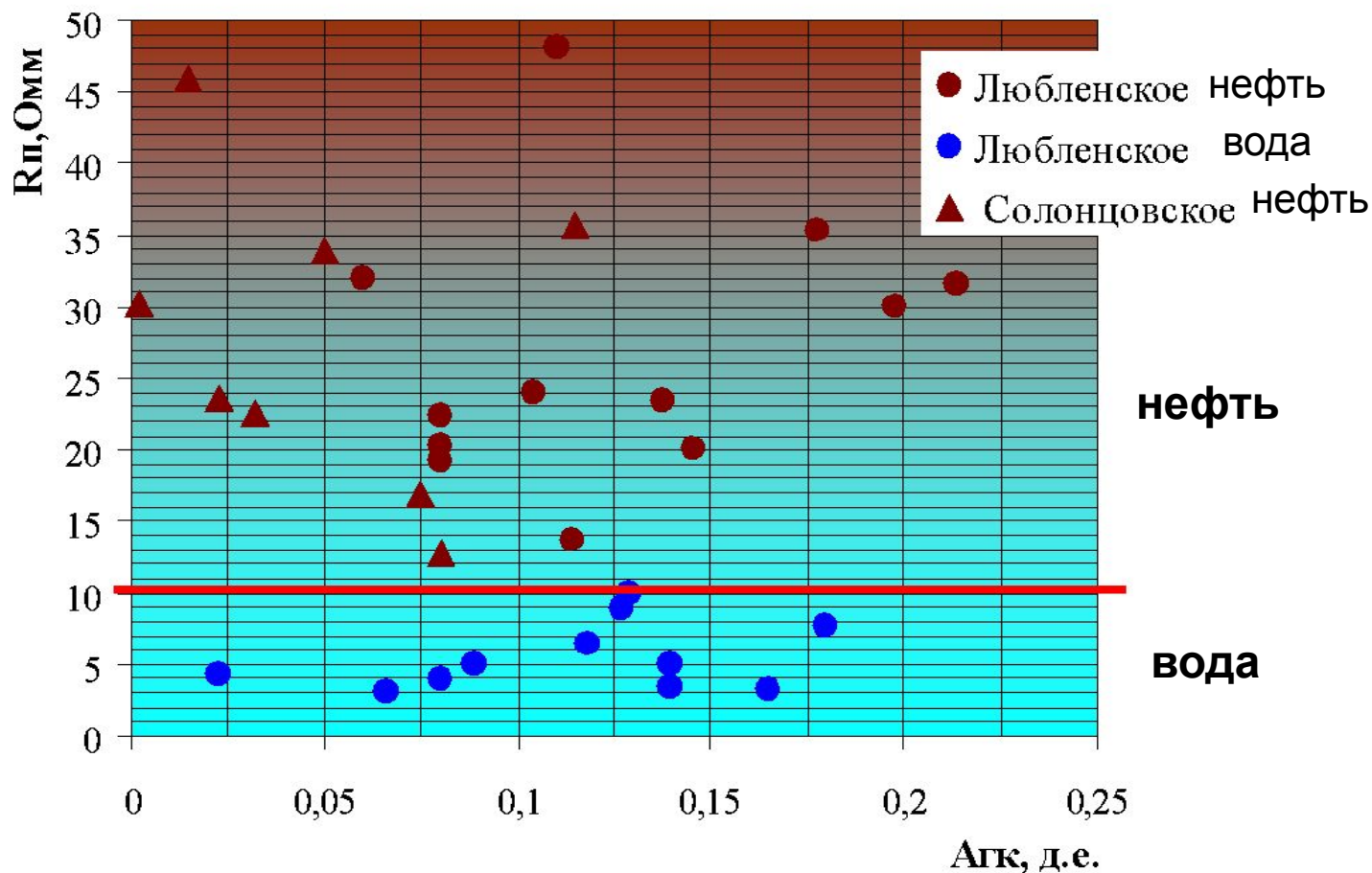
Разделение пород в разрезе на коллекторы и неколлекторы выполнялись двумя основными приемами выделения коллекторов по данным ГИС - прямым качественным признакам и косвенным количественным критериям.



Статистические распределения пористости по керну для проницаемых и непроницаемых пород кыновского горизонта 9

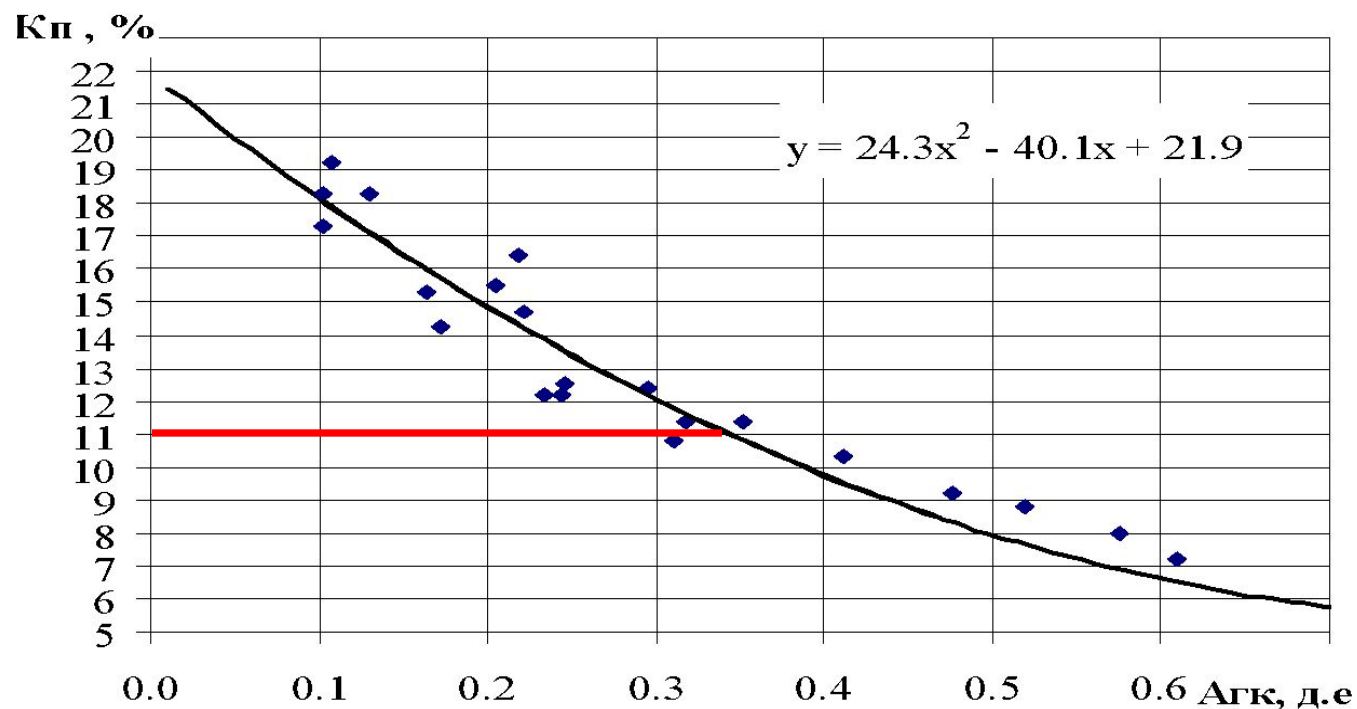
Определение характера насыщения

Сопоставление удельных электрических сопротивлений ($R_{п}$) и относительного параметра $A_{гк}$ для интервалов различного насыщения кыновских отложений Любленского и Солонцовского месторождений.



Определение коэффициента пористости

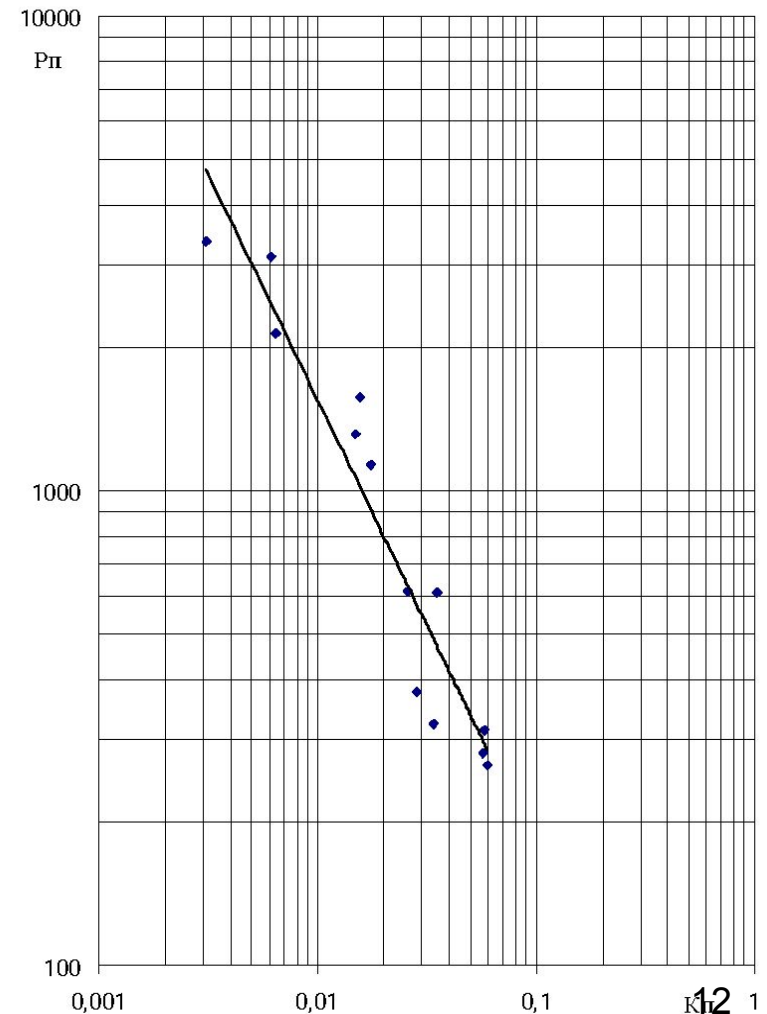
Корреляционная зависимость между двойным разностным параметром Δg_k и пористостью по керну для отложений кыновского горизонта Любленского месторождения.



Расчет коэффициентов пористости коллекторов производился по данным НГК, ГК и АК.

Определение коэффициента нефтенасыщенности

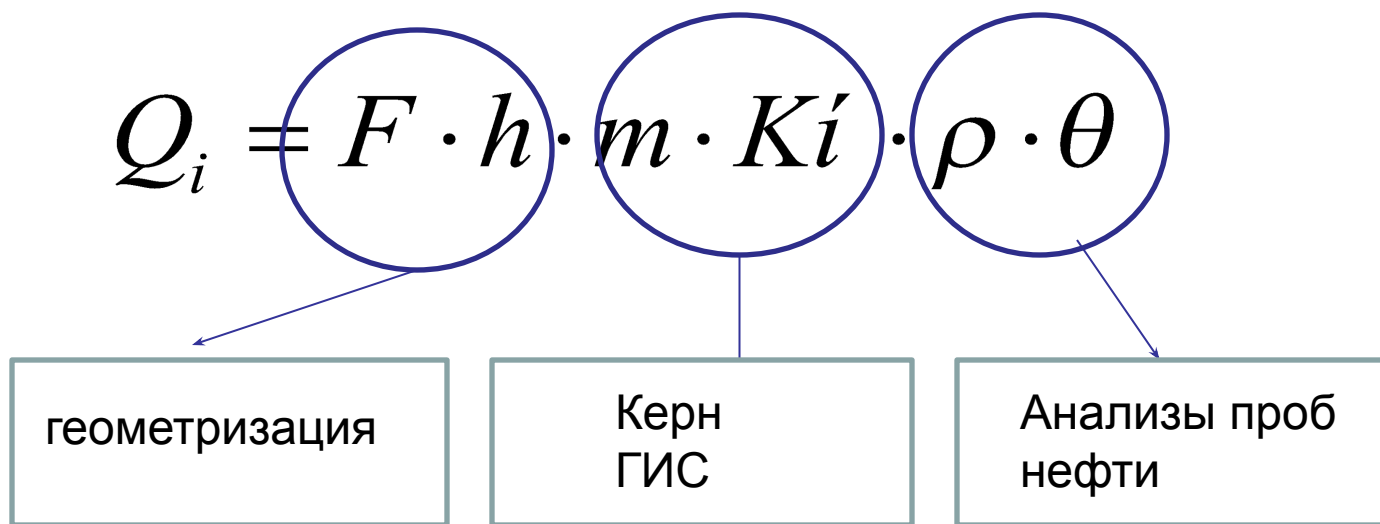
Для оценки коэффициента нефтенасыщенности пластов использовались петрофизические зависимости $R_{п} = f(K_{п})$, $R_{н} = f(K_{в})$, построенные по результатам керновых исследований.



Средние значения параметров нефти по пробам, отобранным в поверхностных условиях

Параметр	СТкз	Дзв	Дкн
Плотность, г/см ³	0.899	0.895	0.883
Вязкость кинем., мм ² /с при 20°С	32.53	28.53	24.45
Содержание, %			
общей серы	2.69	2.67	2.09
асфальтенов	3.53	4.11	2.84
селика-гелевых смол	16.20	13.60	14.98
парафина	2.67	2.57	3.52

Подсчет запасов объемным методом



где Q_i – извлекаемые запасы нефти, т;

F – площадь нефтеносности, m^2 ;

h – средняя эффективная нефтенасыщенная мощность пласта, м;

m – средний коэффициент открытой пористости, доли единиц;

ρ – плотность нефти на поверхности, t/m^3 ;

θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти при извлечении ее на поверхность, доли единиц;

K_n – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

Геометризация с помощью ручных методов

планиметр

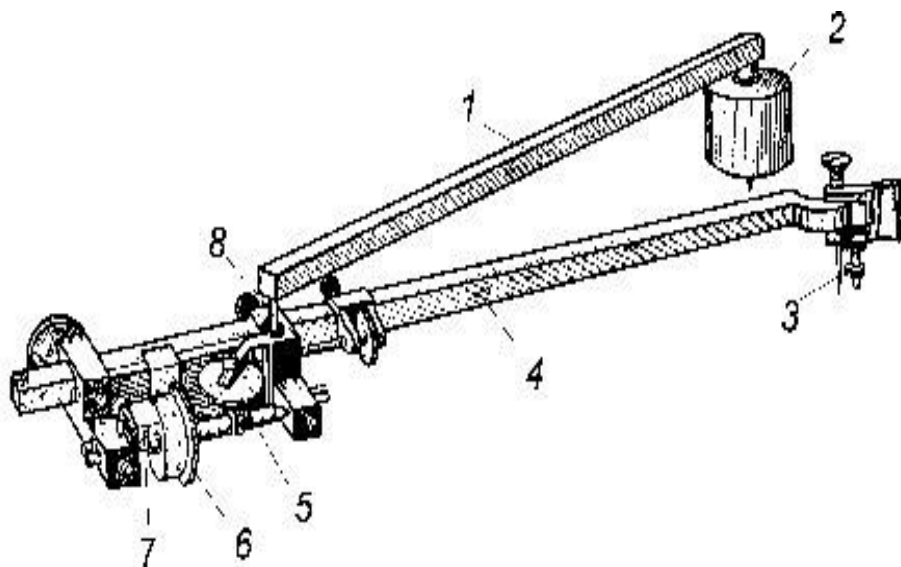


Таблица планиметрирования

Таблица - Расчет объемов нефтесодержащих пород

Залежь	Категория запасов	Зона насыщения	№ площадки	Минимальная толщина, м	Максимальная толщина, м	Средняя толщина, м	Площадь нефтеносности, тыс.кв.м	Объем нефтесодержащих пород, тыс.куб.м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пласт БС6								
Залежь 1	В (В)	ЧНЗ	1	1.7	10.2	7.1	11237.5	80254.6
			2	0.0	2.0	1.8	10.0	17.7
			3	2.0	4.0	3.5	710.0	2506.4
			4	4.0	6.0	5.0	2172.5	10859.3
			5	6.0	8.0	7.0	3417.5	23847.6
			6	8.0	10.0	8.7	4895.0	42686.0
	ВНЗ	7	0.0	10.3	4.9	6727.5	33263.5	
		8	0.0	2.0	1.3	1150.0	1462.0	
		9	2.0	4.0	2.9	1500.0	4393.5	
		10	4.0	6.0	5.1	1540.0	7817.7	
		11	6.0	8.0	7.1	1505.0	10620.6	
		12	8.0	10.0	8.6	1007.5	8705.5	
Залежь 1	С1 (С1)	ЧНЗ	13	10.0	12.0	10.1	30.0	304.1
			14	0.0	8.6	4.9	3270.0	15887.7
			15	0.0	2.0	1.0	515.0	498.3
			16	2.0	4.0	3.0	595.0	1800.7
			17	4.0	6.0	5.3	912.5	4821.7
			16	6.0	8.0	6.7	977.5	6505.0
			17	8.0	10.0	8.3	272.5	2271.9

Выполнение расчета площадей с помощью планиметра является трудоемкой работой. Расчет обычно проводится трижды с целью исключения технических ошибок.

Подсчет запасов с применением современных технологий

Геологические карты, кроме электронного вида, могут также представляться в виде бумажных копий, либо как графические файлы. Карта на бумаге или в виде растрового графического файла нуждается в оцифровке – переводе в электронный вид. В данной работе представлен процесс оцифровки карт в программе геоглоб.

Шаг1.-оцифровка растра

Шаг2.-привязка координат

Шаг3.-построение карты(сетки)

Шаг4.-подсчет запасов

Оцифровка растра с помощью программы геоглоб

-загружаем растр

-переходим на вкладку «оцифровка растра»

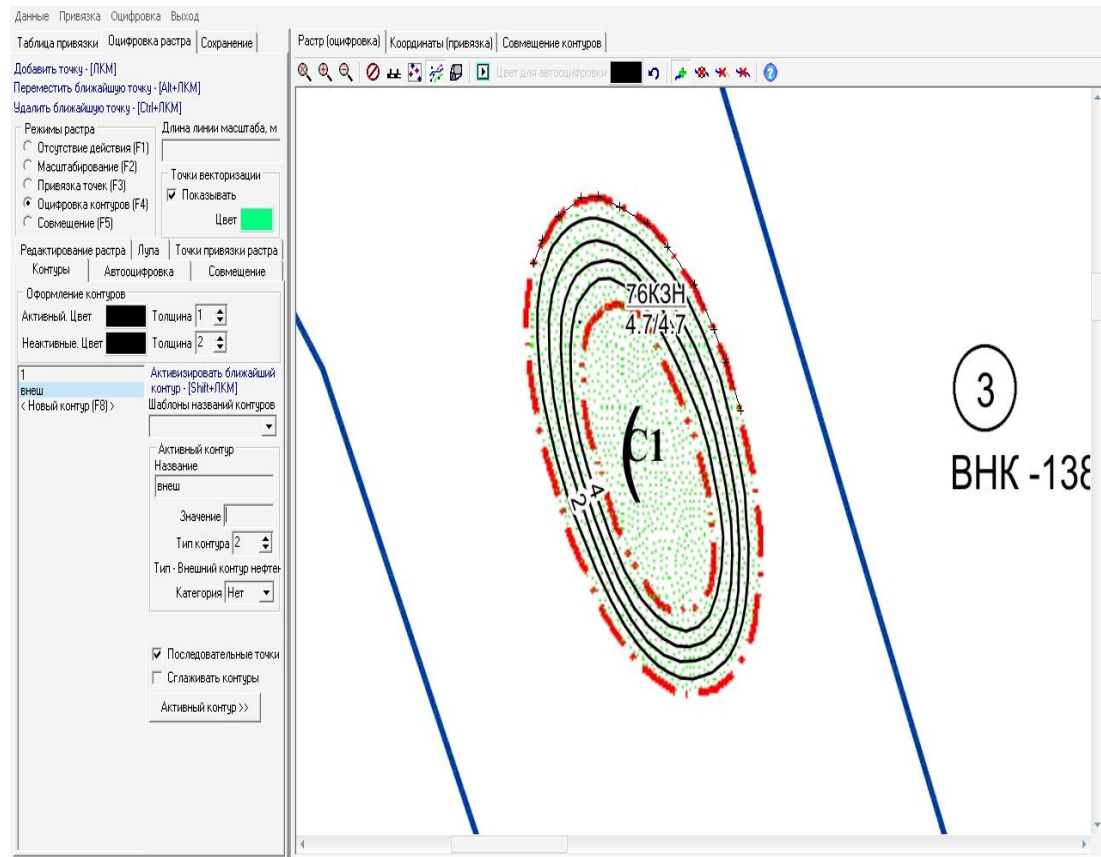
-переходим на вкладку «контуры»

-в рабочем окне выбираем <новый контур>

-заполняем поля «название», «значение», «ТИП контура»

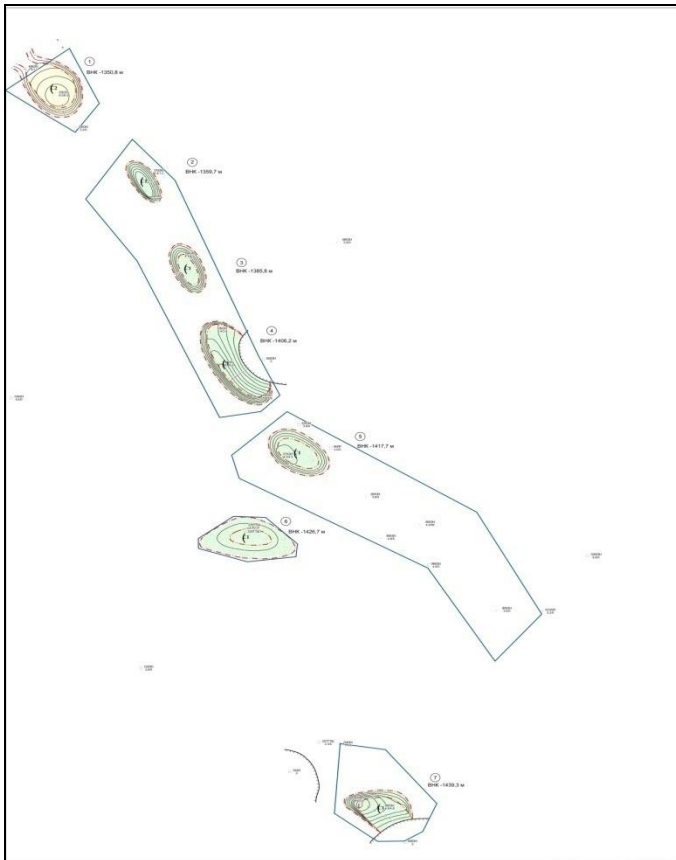
-в панели инструментов выбираем «автооцифровка»

-приступаем к оцифровке контуров

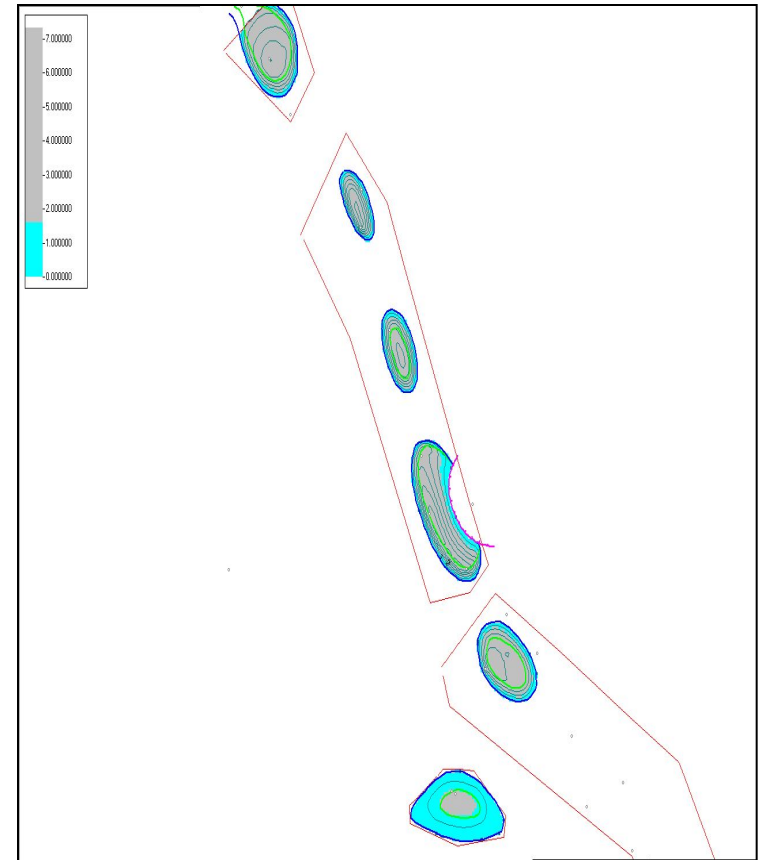


Карта эффективной нефтенасыщенной толщины пачки СТкз Турнейского яруса

До оцифровки

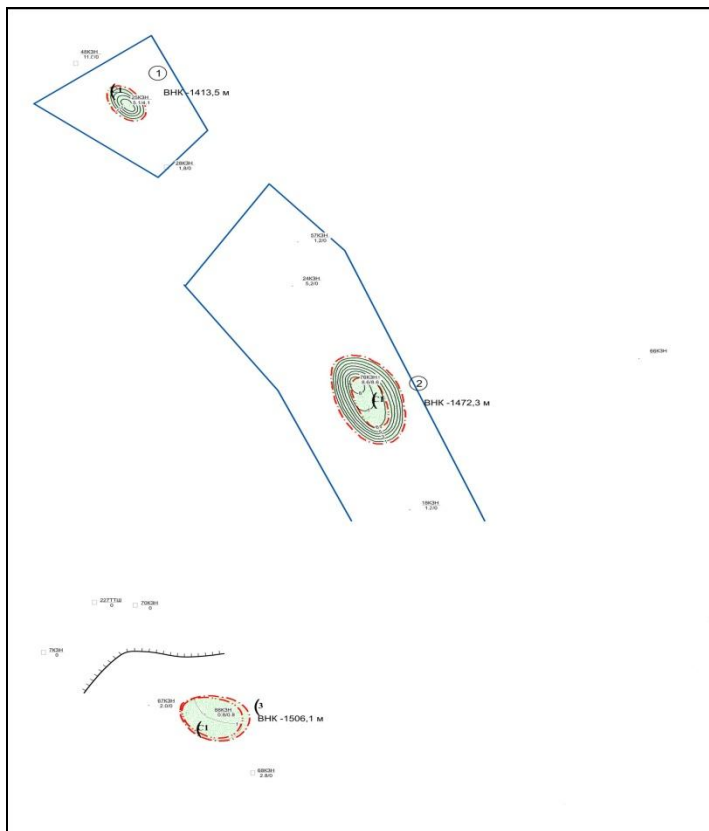


После оцифровки

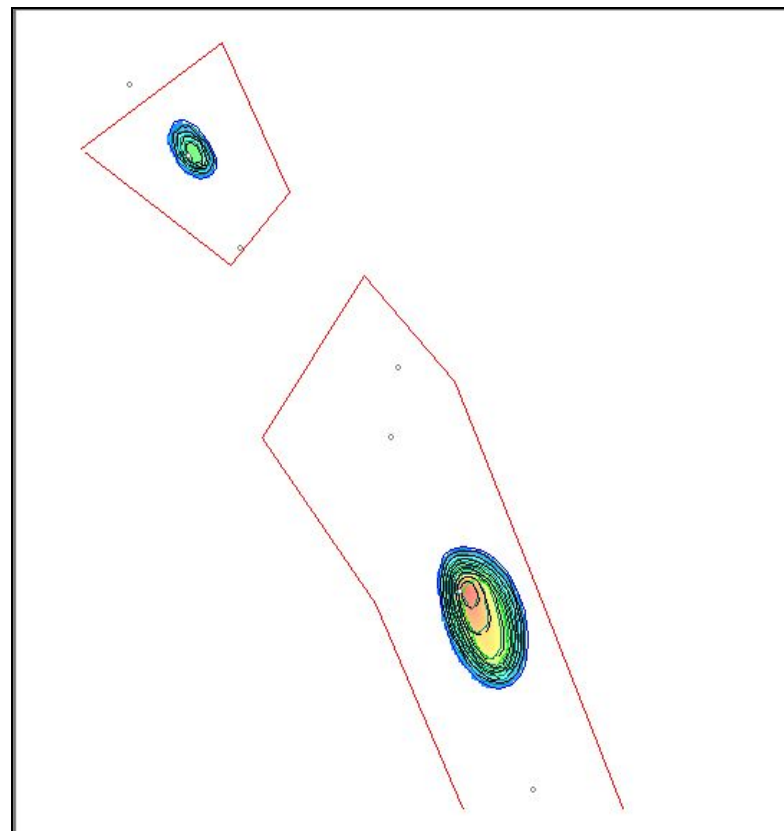


Карта эффективной нефтенасыщенной толщины пачки Дзв

До оцифровки



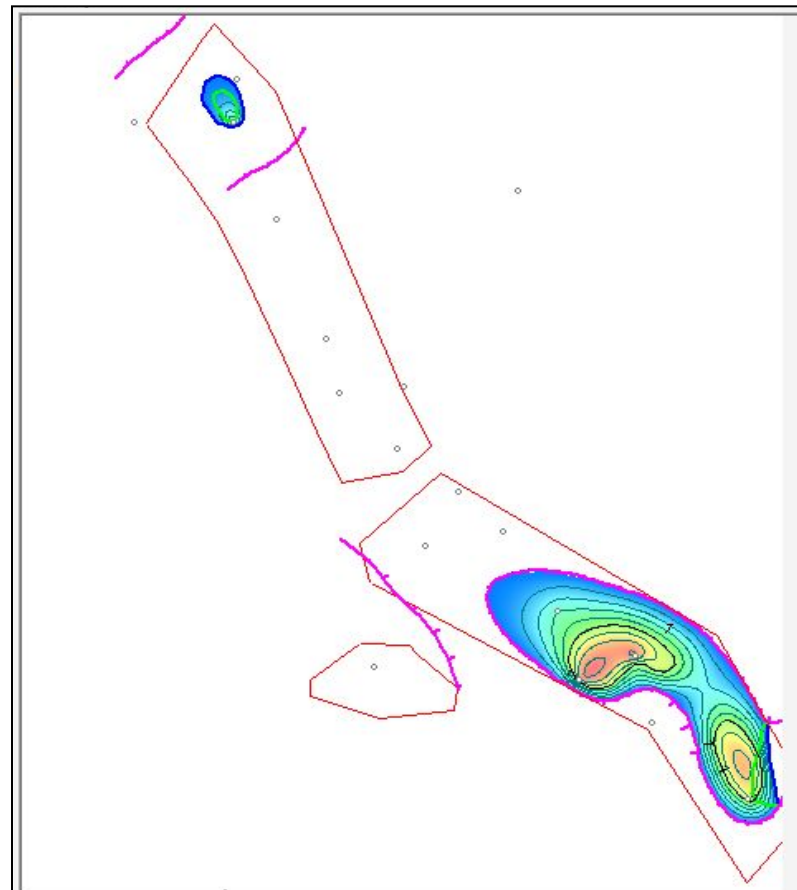
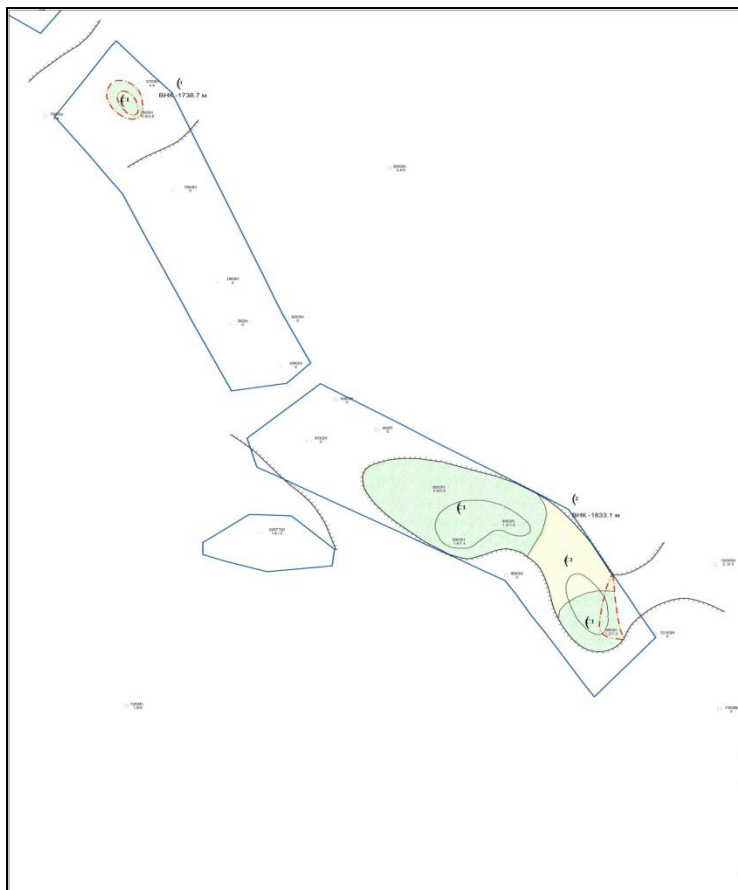
После оцифровки



Карта эффективных нефтенасыщенных толщин Дкн1 Кыновского горизонта

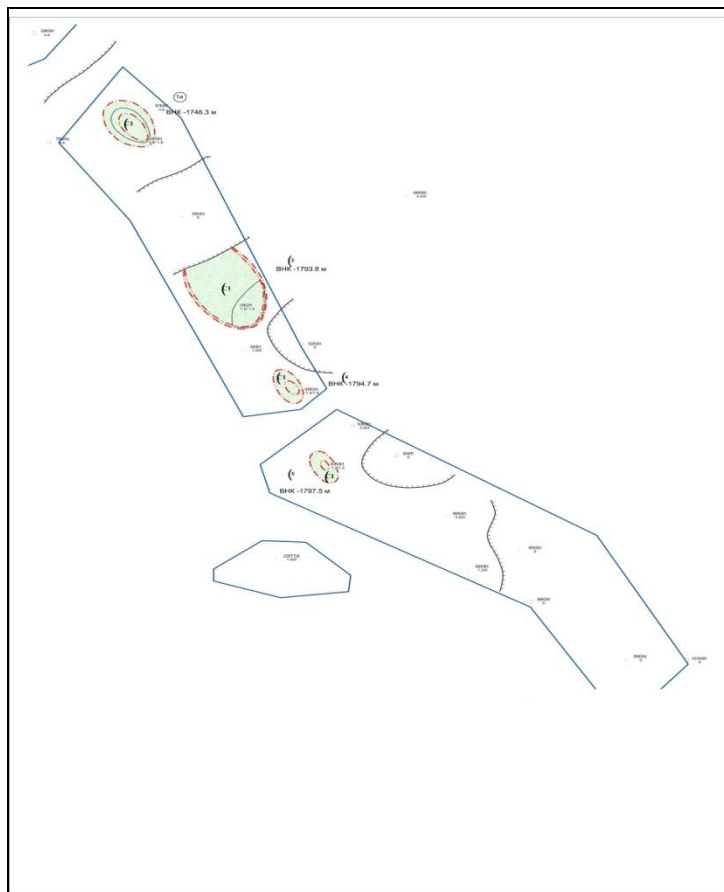
До оцифровки

После оцифровки

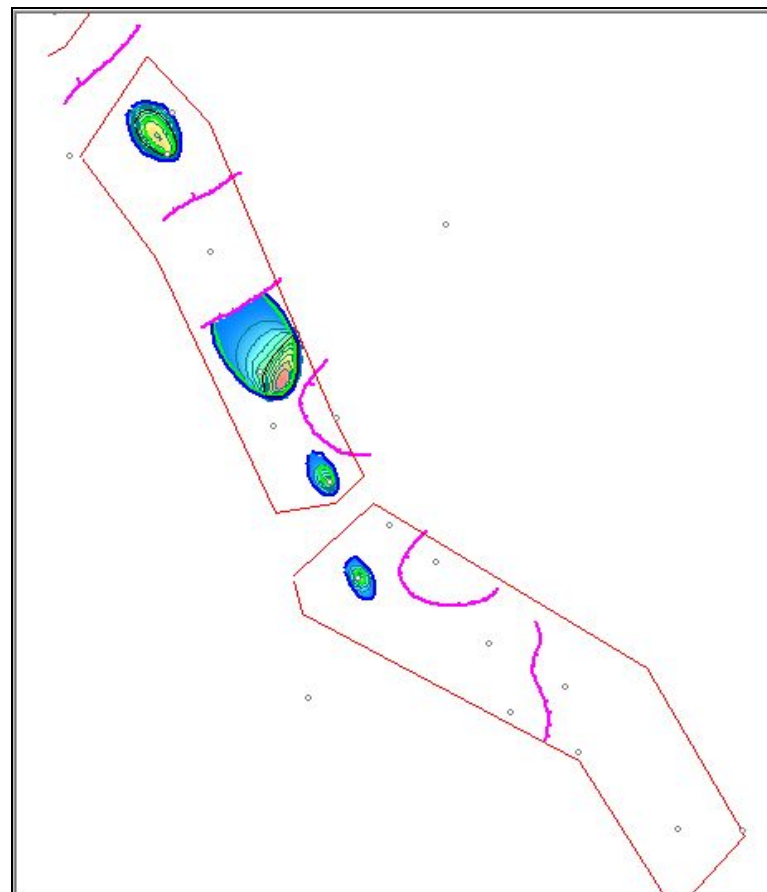


Карта эффективных нефтенасыщенных толщин Дкн2 Кыновского горизонта

До оцифровки



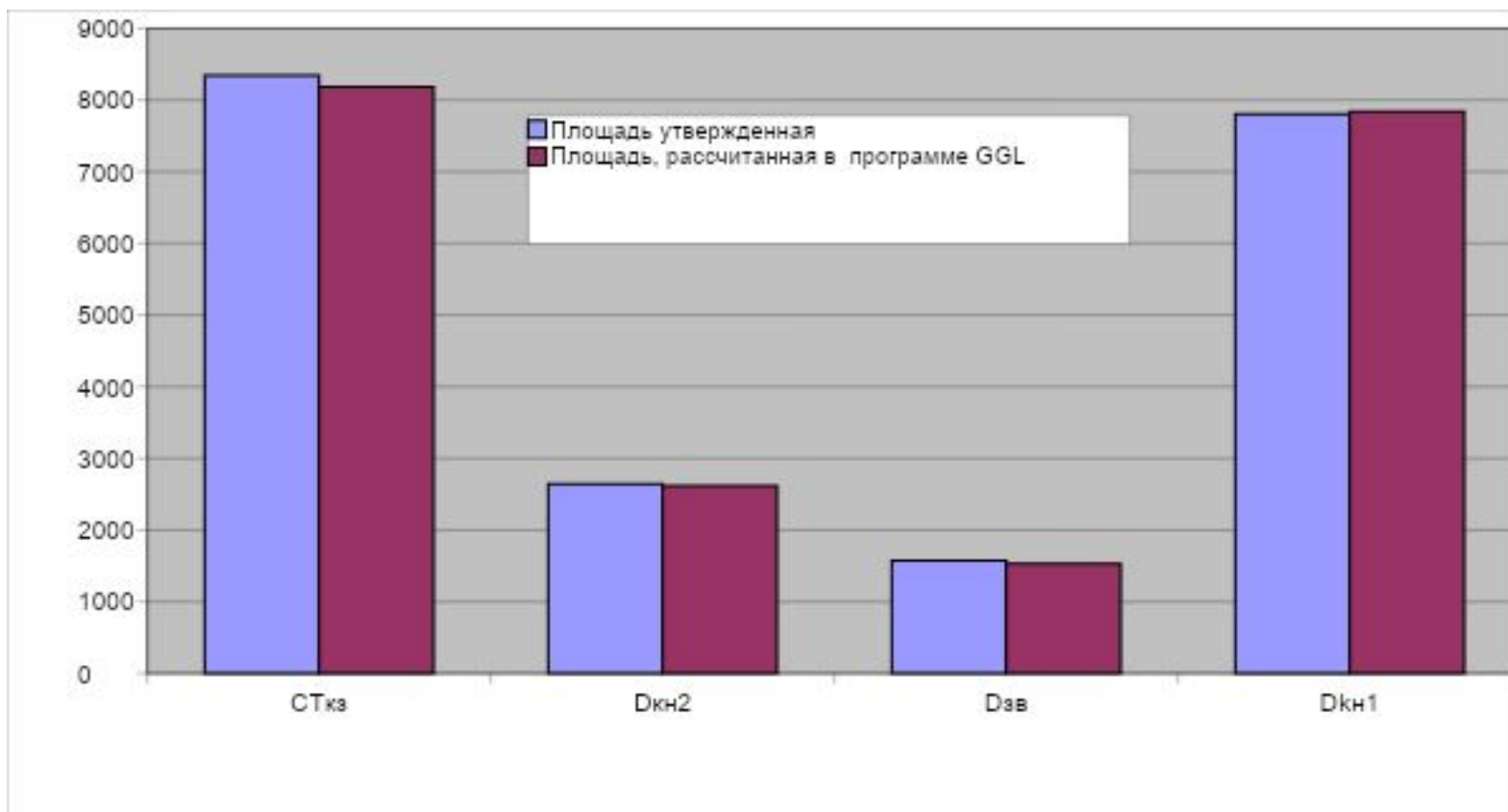
После оцифровки



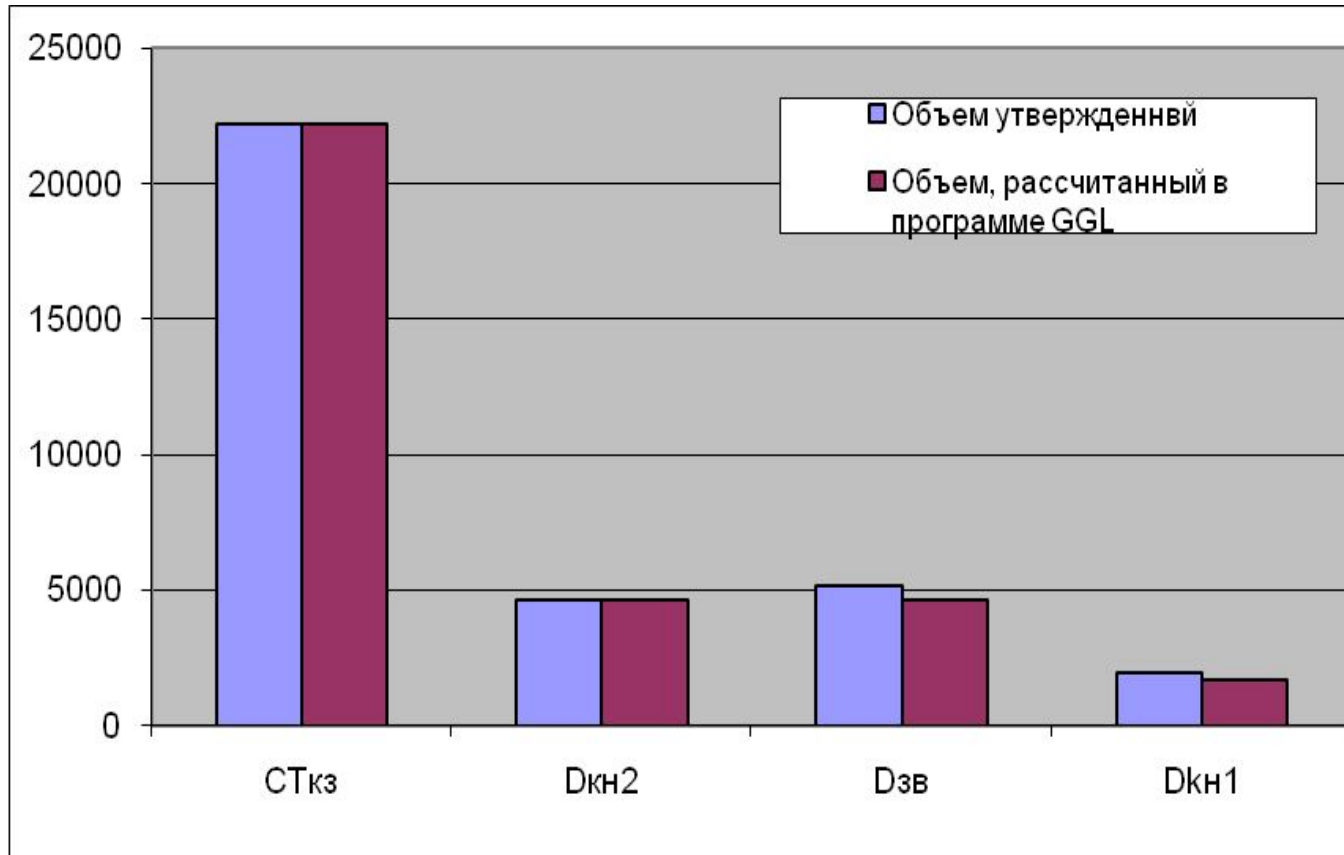
Сравнение площадей, объёмов, запасов

Горизонт	Площадь нефтен., тыс.м ²	Площадь нефтен., GGL тыс.м ²	Объём нефтен. пород, тыс.м ³	Объём нефтен. пород, GGL тыс. м ³	Запасы тыс.т	Запасы по GGL тыс.т
СТкз	8346	8185	22193	22196	1693	1693
Дзв	1571	1527.6	4625	4657.5	314	316
Дкн1	7808	7838.8	5174	4618	525	469
Дкн2	2642	2617.5	1964	1671.7	203	173

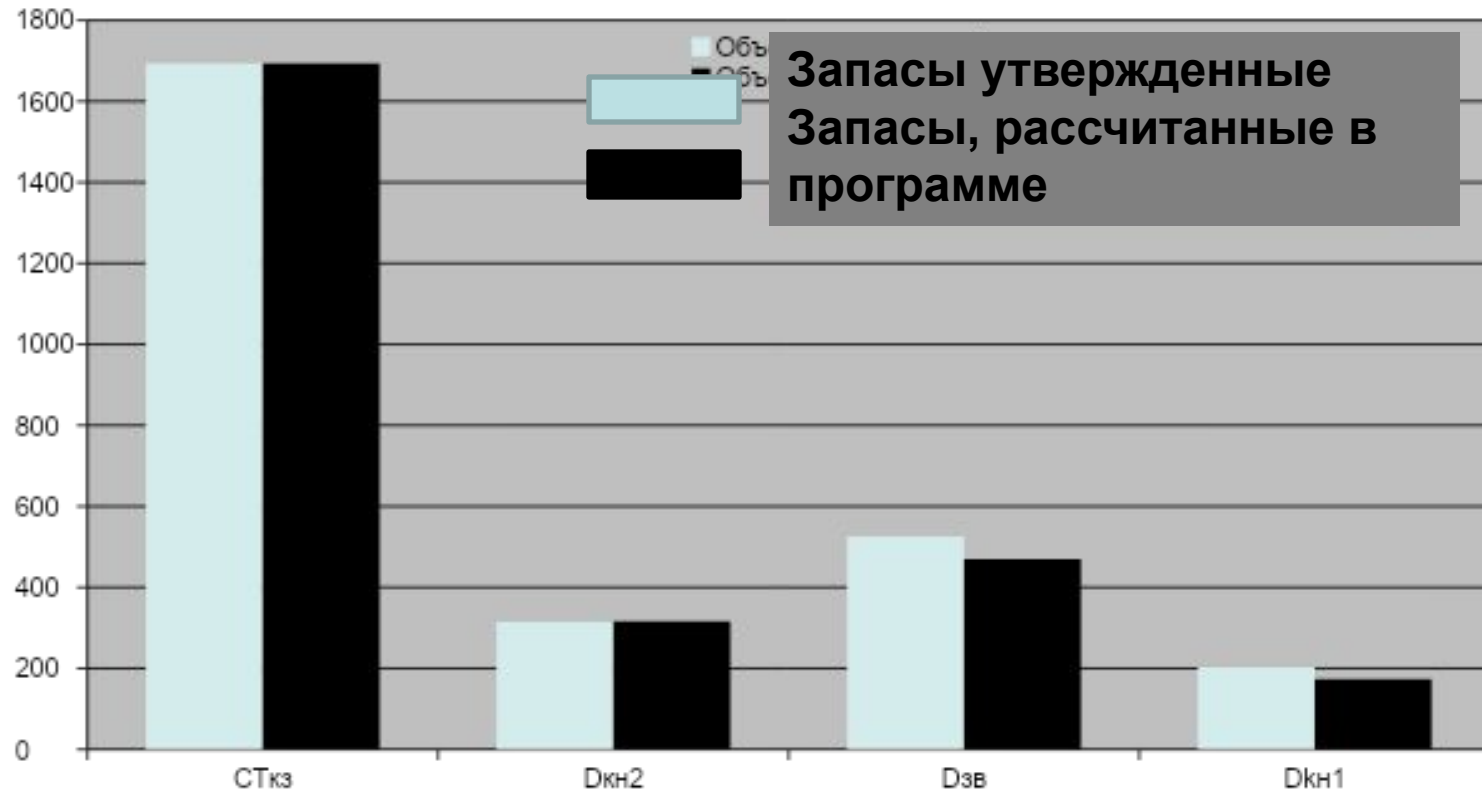
Сравнения площадей



Сравнения объёмов



Сравнения запасов



Заключение

В работе рассмотрено геологическое строение Любленского месторождения и подсчет запасов нефти по пластам турнейского яруса и кыновского горизонта. На примере указанных подсчетных объектов изучена последовательность выполнения работ по подсчету запасов.

В дипломной работе рассмотрены методы ручной и автоматической геометризации залежей нефти. Самостоятельно также была проведена автоматическая геометризация залежей нефти с помощью программного обеспечения «GeoGlobe».

Была проведена оцифровка карт начальных нефтенасыщенных толщин с привязкой координат по скважинам. Далее для каждой залежи были построены цифровые сеточные модели карт нефтенасыщенных толщин, которые послужили основой для расчета объемов нефтенасыщенных пород.

Детальное сравнение площадей, объемов и запасов по рассматриваемым пластам, показало хорошую сходимость автоматического и ручного способов геометризации и подсчета запасов. Погрешность составила 3 %.

Таким образом, можно говорить, что необходимо переходить на автоматические методы геометризации и подсчета запасов.

Спасибо за внимание!