

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Определение пористости продуктивных отложений по данным ГИС»
(на примере Ватинского месторождения)**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студентки 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Гончаровой Анны Викторовны

Научный руководитель

К. Г.- М.Н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2018

Введение. Выпускная квалификационная работа написана по материалам производственной практики, которая была пройдена в ЗАО ПГО «Тюменьпромгеофизика». Во время прохождения практики в указанной организации выполнялись геофизические исследования скважин на Ватинском нефтеносном месторождении, расположенном в Тюменской области.

Целью данной выпускной работы было определение пористости продуктивных отложений на изучаемом месторождении. Указанная цель предполагала решение следующих задач:

- собрать и проанализировать архивные материалы по Ватинскому месторождению, на этой основе дать геолого-геофизическую характеристику разреза данного месторождения, литолого-стратиграфическую и геофизическую характеристику, тектоническое строение и нефтеносность разреза;

- проанализировать комплекс ГИС, применяемый на скважинах Ватинского месторождения;

- определить коэффициент пористости продуктивных отложений по данным гамма каротажа и потенциалов самопроизвольной поляризации;

- провести анализ результатов определения коэффициентов пористости на Ватинском месторождении.

Данная тема является актуальной, так как пористость является одним из важнейших свойств коллекторов, поскольку характеризует способность породы вмещать флюиды благодаря наличию в них различных пустот (межзерновых пор, трещин, каверн и др.). Определение коэффициента пористости коллекторов по данным геофизических исследований скважин основано на различии в них физических свойств скелета породы и заполняющей пустотное пространство жидкости.

Решение поставленных задач вызывают значительные трудности так как разрез Ватинского месторождения характеризуется наличием песчано-алевритовых разностей пород, а также прослоев, представленных чередующимися песчано-алевритовыми разностями с глиной, которые в большинстве случаев сильно алевритистые. Определение коэффициентов

пористости таких коллекторов — сложная задача. Накопленный опыт показывает, что для определения пористости подобных разрезов наиболее информативными методами являются метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) и метод гамма-каротажа (ГК), по этой причине они и рассматривались в данной работе.

Основное содержание работы. Бакалаврская работа посвящена определению пористости продуктивных отложений на примере Ватинского месторождения участка Тюменской области.

В разделе 1, **геолого-геофизическая характеристика территории исследований**, посвящен описанию сведений о местоположении и геологическом строении исследуемой площади.

Ватинское месторождение расположено в пределах Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Площадь работ находится в излучине р. Оби, на ее правом берегу. Это слабопересеченная заболоченная пойма с многочисленными мелкими озерами и протоками. Озера преимущественно линейно-вытянутые по форме, сгруппированные на отдельных участках по направлению ориентации длинной оси. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 34 м до 41 м. Растительный покров представлен заболоченными заливными лугами, небольшими редкими зарослями кустарников, мелколесьем по берегам проток и редкими одиночными деревьями.

Климат района резко континентальный с непродолжительным летним периодом и длительным зимним сезоном. Максимальная температура, достигающая $+30^{\circ}\text{C}$, наблюдается в июле, минимальная температура, опускающаяся до -50°C , — в декабре-январе. Снеговой покров появляется в ноябре, а сходит в последней декаде апреля. Высота его достигает 1,2-1,6 м. Глубина промерзания озер 0,4-0,6 м.

Ближайшие населенные пункты — г. Мегион, поселок Мега. По национальной принадлежности среди коренного населения преобладают русские, ханты, манси. Основными отраслями народного хозяйства района являются нефтедобывающая промышленность, геологоразведочные работы

на нефть и газ, строительство объектов нефтяной промышленности, рыболовство и охота.

Ближайший аэропорт расположен в городе Нижневартовске. Вблизи площади работ проходит железная дорога сообщением Тюмень–Тобольск–Сургут–Нижневартовск–Уренгой и бетонная дорога, связывающая города Мегион, Нижневартовск и Радужный. Сеть автомобильных дорог на участке работ представлена тракторно-вездеходными путями.

В геологическом разрезе района работ принимают участие породы фундамента и мезокайнозоя. Терригенные отложения платформенного чехла на полную мощность непосредственно на Ватинском месторождении вскрыты скважинами 124 и 132, а на соседних месторождениях – Мегионском и Самотлорском – скважинами 1, 2, 8 и 126.

Доюрские отложения

Они представлены трещинными глинисто – кремнистыми сланцами. Трещины заполнены кальцитом. Вскрытая мощность пород 25м.

Юрская система

Породы юрской системы залегают на фундаменте или его коре выветривания и представлены тремя отделами.

Нижний и средний отделы юрской системы соответствуют тюменской свите, которая сложена песчаниками, алевролитами. Песчаники серые, полимиктовые, с глинистым цементом с включением углисто–слюдистого материала. Алевролиты светло – серые, серые, разномзернистые, с включением растительных остатков, с прослоями каменного угля (до 0,2м.). Мощность пород до 130м.

Верхнему отделу соответствуют свиты – Васюганская, георгиевская, баженовская.

Васюганская свита. Нижняя часть свиты сложена преимущественно аргиллитами темно – серыми, плотными, с прослоями алевролитов. В верхней части преобладают песчано – алевролитовые породы, которые на Ватинском и соседних Мегионском, Аганском и Самотлорском

месторождениях содержат промышленные скопления нефти (пл. ЮВ₁₍₁₊₂₎).

Мощность свиты 75м.

Баженовская свита соответствует волжскому ярусу и представлена черными, плотными, битуминозными аргиллитами. Она четко выделяется на электрокаротажных диаграммах высокими значениями сопротивлений (КС до 5000 Ом) и является надежным репером на всей территории Западной Сибири. Это основной маркирующий горизонт отождествляемый с сейсмическим отражающим горизонтом «Б». Мощность свиты 8 – 15м.

Общая мощность верхнеюрских отложений составляет 90м.

Меловая система

Меловая система представлена нижним и верхним отделами. В нижнем отделе выделяются свиты: мегионская, вартовская и нижняя часть покурской. В верхнем отделе – верхняя часть покурской свиты, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Нижний отдел

Мегионская свита. Нижняя часть мегионской свиты сложена преимущественно аргиллитами темно-серыми, с тонкими прослоями известковистых алевролитов и песчаников. Эта часть разреза относится к ачимовской пачке, в которой выделяется ряд перспективных в нефтегазоносном отношении пластов – БВ₁₉₋₂₂.

Верхняя часть свиты представлена песчаниками серыми, мелкозернистыми, кварцево-полешпатовыми, крепкими, с прослоями плотных, буровато-серых алевролитов. В этой части разреза на Ватинском и соседних месторождениях выделяется промышленно нефтеносный горизонт БВ₈. Мощность свиты – 280м.

Вартовская свита представлена частым чередованием глин, алевролитов, песчаников. Глины серые, темно-серые, с голубоватым оттенком, буровато-серые, плотные, слоистые. Алевролиты серые, плотные, слоистые. Песчаники серые, темно-серые, светло-серые, мелкозернистые, иногда известковистые. По всему интервалу встречается углистый детрит. В этой части разреза на Ватинском месторождении выделяются несколько

нефтеносных горизонтов и пластов: БВ₇, БВ₆, БВ₄, БВ₃, БВ₂, БВ₁, БВ₀, АВ₈, АВ₇, АВ₆, АВ₄₋₅, АВ₃ и АВ₂. Мощность свиты 365м.

Алымская свита в нижней части представлена песчано- алевролитовыми породами с прослоями аргиллитов и песчаников серых, среднезернистых. К этой части разреза приурочен продуктивный пласт АВ₁₍₃₎ горизонта АВ₁, который является нефтеносным на большинстве площадей Нижневартовского свода. Мощность свиты 140 – 160м.

Покурская свита сложена переслаивающимися песчаниками и песками с глинами и алевролитами. Пески и песчаники серые, светло-серые, иногда с зеленоватым оттенком, мелко- и среднезернистые, с включением углистого детрита и сидерита. Мощность свиты 400м.

Верхний отдел

Верхняя часть покурской свиты (сеноманский ярус) представлена толщей переслаивающихся между собой песчаников и песков с глинами и алевролитами с включением обугленного растительного детрита. Мощность свиты 270 - 300м.

Кузнецовскую свиту слагают глины серые и темно-серые с голубоватым и зеленоватым оттенком, в верхней части опесчанены. Мощность – до 30м.

Березовская свита представлена глинами зеленовато-серыми, комковатыми с редкими тонкими пропластками песчаника и серого алевролита. В нижней части свиты переслаиваются темно-серые опоковидные глины с серыми разнозернистыми песками. Мощность пород 90 – 110 м.

Ганькинская свита – глины зеленовато-серые, песчано-алевритистые, известковистые, с прослоями серого песчаника и с включением сидерита, пирита и обломков фауны. Мощность пород 130 – 140м.

Кайнозойская группа состоит (делится) из талинской (Н=80-100м), люлинворской (Н=190-200м), чеганской и атлымской (40-50м), ново-михайловской (Н=95-110м) свит.

В пределах Западно-Сибирской плиты большинство исследователей выделяют три структурно – тектонических этажа. Нижний – формировался в

палеозойское и допалеозойское время и отвечает геосинклинальному этапу развития плиты.

Согласно последней тектонической схеме, Ватинское и окружающие его месторождения приурочено к области развития байкальской и салаирской складчатости.

Средний структурно-тектонический этаж объединяет породы, отложившиеся в условиях парагеосинклинали, существовавших в пермо-триасовое время. В рассматриваемом районе эти отложения не вскрыты.

Верхний структурно-тектонический этаж – это мезокайнозойский, типично платформенный, формировался в условиях длительного и устойчивого прогибания фундамента.

Ватинское месторождение нефти приурочено к собственно Ватинскому и Маломегионскому локальным поднятиям, расположенным в центральной части Мегионского вала Нижневартовского свода. Оно сочленяется через седловины различных размеров и форм на юго-востоке в районе скважины 138 с Мегионским, на севере в районе скважины 32-А с Южно-Аганским, на западе в районе скважины 8 с Северо-Покурским месторождениями.

Ватинское месторождение характеризуется большим этажом нефтеносности. Практически по всем пластам площадь месторождения разделяется на западное и восточное поднятия. Более того, по некоторым пластам на одном и том же поднятии выделяется несколько залежей. Наряду с пластово-сводовыми достаточно много залежей структурно-литологического типа. Это в основном залежи пластов ЮВ₁ и АВ₃₋₇. А.о. ВНК различных залежей пласта ЮВ₁ колеблются в пределах – 2447 до – 2418м. Различие в абсолютных отметках ВНК залежей в пластах группы БВ достигает 280м (в пласте БВ₈₍₃₎ – 2132м, в пласте БВ₀ – 1852м); в залежах пластов группы АВ – 128м. Самые крупные залежи находятся в пластах БВ₈₍₁₊₂₎ (западное поднятие), ЮВ₁₍₁₎ (восточное поднятие) и АВ₁₍₃₎ (западное и восточное поднятия). Малыми размерами характеризуется залежь 2 в пласте АВ₂₍₂₎ восточного поднятия. Максимальным значением осредненной толщины (11,4м.) характеризуется пласт БВ₈₍₁₊₂₎; минимальным (1м.) – пласт ЮВ₁₍₁₎ на

западном поднятии (залежь 2). Наибольшая высота залежи (103 м.) отмечена в пласте ЮВ₁₍₁₎ на восточном поднятии, наименьшая (7 м) – в пласте АВ₃ на западном поднятии.

Все перечисленные пласты представлены песчаниками и алевролитами, характеризуются сложной зональной литологической изменчивостью, которая обусловлена разной гранулометрической характеристикой пород.

В пластах ЮВ₁₍₂₎, БВ₈₍₁₊₂₎, БВ₇, БВ₆, БВ₁₍₂₎ преобладают в основном песчаные коллектора, в остальных пластах алевролиты. Породы пласта ЮВ₁₍₂₎ отличаются высоким содержанием железисто - титанистого цемента (до 20%), в то время как в остальных горизонтах его количество не превышает 1%. В отложениях группы БВ наблюдается железисто – хлоритовый цемент пленочного типа, а в группе пластов АВ заметно возрастает доля каолинита и гидрослюд порового типа. Литологическая изменчивость отражается и на изменении коллекторских свойств пород.

Раздел 2, **методика работ**, посвящен описанию комплекса и техники геофизических исследований скважин и обзору методов определения пористости продуктивных отложений по данным ГИС.

При определении пористости продуктивных отложений на Ватинском месторождении, наиболее информативными оказались метод потенциалов самопроизвольной поляризации и метод гамма-каротажа.

Метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС).

Возникновение электрического поля самопроизвольной поляризации (ПС) в скважине связано с процессами, происходящими на контакте двух жидкостей с разной минерализацией. Обычно минерализация промывочной жидкости, заполняющей скважину, отличается от минерализации пластовой воды. Наиболее четко по кривой ПС выделяются песчаные и глинистые пласты. При более пресной по сравнению с пластовой водой промывочной жидкости, когда минерализация пластовых вод превышает минерализацию бурового раствора, песчаный пласт отмечается на кривой ПС отрицательной аномалией, а глинистый – положительной («прямая» диаграмма ПС).

Определение K_p по ПС в терригенных отложениях осуществляют по кривой ПС по методу двух опорных горизонтов, в качестве которых выбираются глинистые породы и карбонатные плотные породы (непроницаемые известняки).

Метод гамма-каротажа (ГК).

Заключается в регистрации интенсивности естественного радиоактивного гамма-излучения пород в скважине. Радиоактивность горных пород связана с присутствием в них урана, тория, радиоактивных продуктов их распада, а также радиоактивных изотопов калия K^{40} .

В основе метода определения пористости по ГК лежат достаточно тесные корреляционные связи между пористостью терригенных пород и их глинистостью $K_p = f(C_{гл})$ с одной стороны, и между глинистостью и естественной радиоактивностью горных пород $\Delta\Gamma = f(C_{гл})$ – с другой.

Раздел 3, **Результаты интерпретации данных ГИС на Ватинском месторождении**, посвящен определению коэффициента пористости по методу потенциалов самопроизвольной поляризации и методу гамма-каротажа в пластах Ватинского месторождения.

В качестве опорных пластов использовались интервалы водонасыщенных пород с наибольшей амплитудой аномалии СП среди пород, близких по своему вещественному составу, минерализации и химическому составу пластовых вод к породам изучаемых отложений [9].

Для пластов группы АВ опорный пласт выбирался в отложениях готерив-барремского яруса (пласты АВ1/2–АВ8). Для пластов группы БВ в качестве опорного использовался интервал с максимальными значениями амплитуды СП, отмечаемый в пределах залегания пластов БВ0– БВ8. Для ачимовских и юрских отложений за опорный пласт принимался чистый водоносный песчаник в тех же интервалах, что и для БВ8. При значительном удалении опорного пласта от исследуемого вводилась поправка за температуру и сопротивление пластовой воды, равная 2.5 мВ/100 м.

При подсчёте запасов были установлены зависимости между

пористостью K_p и относительной амплитудой аномалии СП $\alpha_{сп}$ для всех продуктивных пластов.

Согласно уравнениям зависимости $K_p = f(\alpha_{сп})$ была вычислена пористость пластов–коллекторов объектов подсчёта запасов. Сопоставление коэффициента пористости K_p , определенного по СП, с пористостью по керну приведено в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты оценки коэффициента пористости продуктивных пластов по материалам ГИС и керну

Пласт	Кп, %			Δ (Кп)		δ (Кп)	
	ГИС		кern	$\Delta_{кern} = (K_{п}^{кern} - K_{п}^{2004}), \%$	$\Delta_{гис} = (K_{п}^{1986} - K_{п}^{2004}), \%$	$\delta_{кern} = (\Delta_{кern}/K_{п}^{кern}) * 100, \%$	$\delta_{гис} = (\Delta_{гис}/K_{п}^{1986}) * 100, \%$
	2004 г.	1986 г.					
1	2	3	4	5	6	7	8
AB1/2	<u>19.4-25.0</u> 21,4	21,9	<u>20.0-29.1</u> 22,9	1,5	0,5	6,6	2,4
AB1/3	<u>19.9-26.0</u> 22,9	23,0	<u>19.9-29.0</u> 23,6	0,7	0,1	3,0	0,4
AB2/1	<u>19.9-26.0</u> 23,3	24,0	<u>20.0-26.9</u> 23,6	0,3	0,7	1,3	2,9
AB2/2	<u>19.9-26.0</u> 23,4	23,0	<u>20.2-26.6</u> 23,1	-0,3	-0,4	-1,5	-1,9

Продолжение таблицы 1

АВ3	<u>20.0-25.9</u> 23,0	23,0	<u>20.3-26.7</u> 24,0	1,0	0,0	4,3	0,0
АВ4 5	<u>20.0-25.9</u> 23,4	24,0	<u>21.3-26.3</u> 23,6	0,2	0,6	0,9	2,5
АВ6	<u>20.0-25.9</u> 23,8	25,0	<u>20.5-27.5</u> 24,7	0,9	1,2	3,6	4,8
АВ7	<u>19.9-25.9</u> 22,8	24,0	-	-	1,2	-	5,0
АВ8	<u>20.0-25.9</u> 23,6	24,0	-	-	0,4	-	1,7
БВ6	<u>17.4-24.0</u> 21,6	22,0	<u>18.6-26.0</u> 21,3	-0,3	0,4	-1,2	1,9
БВ8	<u>17.4-24.0</u> 21,5	22,0	<u>17.6-28.3</u> 21,6	0,1	0,5	0,7	2,5
ЮВ1	<u>11.5-22.0</u> 16,6	16,0	<u>11.4-22.8</u> 15,8	-0,8	-0,6	-5,1	-3,8

Уравнения $K_p=f(\alpha_{пс})$ для указанных скважин, по которым вычислялась пористость, показаны в таблице 2.

Таблица 2 - Примеры уравнений $K_p=f(\alpha_{пс})$ (данные по скважинам Ватинского месторождения)

№п/п	Месторождение	Скв.№	Пласт	Уравнения
1	2	3	4	5
1	Ватинское	802	БВ ₁	$K_{пс}=13,552*\alpha_{пс}+13,401; R^2=0,78$
2	Ватинское	802	БВ ₁	$K_{гк}=13,636*\alpha_{гк}+13,311; R^2=0,76$
3	Ватинское	802	БВ ₂	$K_{пс}=13,633*\alpha_{пс}+13,191; R^2=0,79$
4	Ватинское	802	БВ ₂	$K_{гк}=13,54*\alpha_{гк}+13,311; R^2=0,78$
5	Ватинское	802	БВ ₄	$K_{пс}=13,879*\alpha_{пс}+12,069; R^2=0,80$
6	Ватинское	802	БВ ₄	$K_{гк}=13,764*\alpha_{гк}+12,665; R^2=0,78$
7	Ватинское	802	БВ ₆	$K_{пс}=13,886*\alpha_{пс}+11,953; R^2=0,81$
8	Ватинское	802	БВ ₆	$K_{гк}=13,82*\alpha_{гк}+12,015; R^2=0,79$
9	Ватинское	127	АВ ₂	$K_{пс}=12,297*\alpha_{пс}+15,323; R^2=0,63$

Продолжение таблицы 2

10	Ватинское	127	АВ ₂	$K_{п_{ГК}}=10,983*\alpha_{ГК}+15,446; R^2=0,65$
11	Ватинское	1310	АВ ₁₍₃₎	$K_{п_{пс}}=12,387*\alpha_{пс}+15,221; R^2=0,68$
12	Ватинское	1310	АВ ₁₍₃₎	$K_{п_{ГК}}=12,31*\alpha_{ГК}+15,298; R^2=0,67$
13	Ватинское	1310	ЮВ ₁₍₁₎	$K_{п_{пс}}=11,429*\alpha_{пс}+7,383; R^2=0,70$
14	Ватинское	1310	ЮВ ₁₍₁₎	$K_{п_{ГК}}=11,314*\alpha_{ГК}+7,4973; R^2=0,69$
15	Ватинское	805	БВ ₈	$K_{п_{пс}}=13,77*\alpha_{пс}+10,789; R^2=0,81$
16	Ватинское	805	БВ ₈	$K_{п_{ГК}}=13,632*\alpha_{ГК}+10,927; R^2=0,80$
17	Ватинское	1325	БВ ₈	$K_{п_{пс}}=13,785*\alpha_{пс}+10,852; R^2=0,80$
18	Ватинское	1325	БВ ₈	$K_{п_{ГК}}=13,815*\alpha_{ГК}+10,884; R^2=0,79$
19	Ватинское	1325	Ач	$K_{п_{пс}}=12,977*\alpha_{пс}+9,0893; R^2=0,78$
20	Ватинское	1325	Ач	$K_{п_{ГК}}=12,847*\alpha_{ГК}+9,219; R^2=0,75$
21	Ватинское	1325	ЮВ ₁₍₁₎	$K_{п_{пс}}=12,113*\alpha_{пс}+8,04; R^2=0,69$
22	Ватинское	1325	ЮВ ₁₍₁₎	$K_{п_{ГК}}=11,992*\alpha_{ГК}+8,159; R^2=0,70$
23	Ватинское	806	БВ ₄	$K_{п_{пс}}=13,884*\alpha_{пс}+11,543; R^2=0,75$
24	Ватинское	806	БВ ₄	$K_{п_{ГК}}=13,745*\alpha_{ГК}+11,682; R^2=0,76$

Качество уравнений в таблице 6 охарактеризовано коэффициентом детерминации R^2 . Согласно таблице он меняется в пределах 0,63 – 0,81, что свидетельствует о высоком качестве этих уравнений.

Полученные уравнения вида $K_{п}=f(\alpha_{ГК})$ сведены в таблицу 2, а результаты определения $K_{п}$ по ним в сравнении с керновыми данными представлены в таблице 1. Отметим, что для повышения точности определения коэффициента пористости кривые ГК предлагают сглаживать, для снижения влияния флуктуаций и исключения аномалий радиоактивности отдельных глинистых интервалов и аномалии, обусловленные карбонатизацией и углефикацией песчаников.

Заключение. В результате работы над дипломным проектом были решены следующие задачи: собран и проанализирован архивный материал по Ватинскому месторождению, на этой основе была дана геолого-геофизическая характеристика разреза данного месторождения, литолого-стратиграфическая и геофизическая характеристика, тектоническое строение и нефтеносность разреза, проанализирован комплекс ГИС, применяемый на скважинах Ватинского месторождения, определен коэффициент пористости продуктивных отложений по данным гамма каротажа и потенциалов самопроизвольной поляризации, а так же был проведен анализ результатов определения коэффициентов пористости на Ватинском месторождении.

Исходя из результатов интерпретации данных ГИС, самые высокопористые коллекторы характерны для пластов АВ2/2 и АВ6 самые низкопористые – для пластов ЮВ1. Распределение Кп пласта АВ2/1 имеет два значения $K_p=21\div 22\%$ и $K_p=24\div 25\%$. В пласте АВ1/3 отмечается всего 5% коллекторов со значениями $K_p=24\div 26\%$. Коллекторы пластов БВ6 и БВ8 имеют довольно широкий диапазон изменения значений Кп с преобладанием коллекторов со средними значениями $K_p=21,5\%$.

На основе проделанной работы можно подвести итог, что при соответствующем качестве геофизических исследований скважин, полноте используемого комплекса и знании петрофизических связей между геофизическими и подсчетными параметрами изучаемого геологического объекта, при правильном представлении о типе коллектора и применении геофизически обоснованных способов интерпретации, геофизические методы дают возможность получить представительные данные об изучаемом коллекторе.