

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

Кафедра геофизики

**«Определение фильтрационно-емкостных свойств коллектора на примере  
Милютинского месторождения по данным ГИС»  
АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 2 курса 261 группы  
направление 05.04.01 геология  
профиль «Геофизика при поисках нефтегазовых месторождений»  
геологического факультета  
Абенова Джанибека Муратовича

**Научный руководитель**

К. г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

К.Б. Головин

**Зав. кафедрой**

К. г.- м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

**Введение** Геофизические исследования скважин (ГИС) — комплекс методов разведочной геофизики, используемых для изучения свойств горных пород в около скважинном и межскважинном пространствах. А также для контроля технического состояния скважин. ГИС выполняются для изучения геологического строения разреза, выделения продуктивных пластов (в первую очередь, на нефть и газ), определения коллекторских свойств пластов [1].

Целью работы является определение фильтрационно-емкостных свойств коллектора по данным ГИС.

Для достижения указанной цели в процессе написания данной работы будут решены следующие задачи:

- Литологическое расчленение разреза;
- Выделение коллектора;
- Оценка фильтрационно–емкостных свойств (ФЕС) коллекторов (пористость, глинистость, проницаемость);
- Оценка характера насыщения коллектора;

**Основное содержание работы.** В первом разделе приводится характеристика строения района работ, сведения о территории. Милютинское месторождение нефти самое южное и наиболее крупное на юго-востоке Западно-Сибирского нефтегазоносного района, территориально расположено в Северном районе Новосибирской области. В 70 км от с.Северное и в 180 км от железнодорожной станции Барабинск Транссибирской железной дороги

В гидрографическом отношении месторождение расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины, 40-45% площади месторождения заболочено. Южная часть расположена на сухом, доступном для проезда месте. Климат района резко континентальный, с коротким жарким летом и холодной продолжительной зимой. Гидродинамическая сеть представлена рекой Тарой, секущей месторождение в южной части. По северо-западной окраине протекает р.Малая Ича Доставка грузов на месторождение осуществляется в зимний период на санях и с помощью вездеходов типа ГАЗ-34039-12. За год по области выпадает в среднем 300-400 миллиметров атмосферных осадков. Зима самое

продолжительное время года, она длится пять месяцев - с начала ноября до конца марта.

Милютинское месторождение состоит из отложений юрского, мелового палеоген-неогенового и четвертичного возраста, залегающие на эффузивно-осадочных образованиях палеозоя.

*Палеозойская эратема.* Представлена в основном органогенными известняками верхнедевонского и нижнекаменноугольного возраста. Известняки серые, темно-серые плотные, с сетью тонких трещин, заполненных кальцитом и хлоритом.

В верхней части разреза встречены интенсивно выветренные разности эффузивных пород зеленовато-черного цвета. Диабазовые и базальтовые порфириды серого цвета. В трещинах плотных пород под микроскопом обнаружен битум. Наибольшая мощность равна 771 м.

#### *Мезозойская эратема*

##### Юрская система

Залегает на размытой поверхности палеозойских пород. Они представлены континентальными отложениями тюменской свиты, прибрежно-морскими васюганской свиты и морскими георгиевской и баженовской свит.

##### Средний отдел

Тюменская свита (Ю7-10) представлена песчаниками, алевролитами и аргиллитами, с частыми прослоями (до 5 м) углей и углистых аргиллитов. Породы имеют серый и темно-серый цвет, обогащены растительными остатками. Мощность свиты в пределах месторождения изменяется от 201 до 288 м. Признаки нефтегазоносности отсутствуют.

##### Верхний отдел

Васюганская свита (Ю1) в нижней части представлена аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов, а в верхней – песчано-алевролитовыми породами с прослоями аргиллитов, углей и карбонатизированных песчаников. В кровле васюганской свиты выделяется продуктивный пласт Ю1-1, представленный полевошпатово-кварцевыми песчаниками. Мощность

васюганской свиты – 24-70 м. Покрышкой для горизонта Ю1-1 является аргиллитовая пачка георгиевской свиты мощностью 13-25 м, переходящая в темно-серые и черные битуминозные аргиллиты баженовской свиты, мощность которой 34-45 м.

#### Меловая система

На месторождении представлена стратиграфическими подразделениями от куломзинской свиты берриас-валанжина до ганькинской свиты дат-маастрихского яруса. Меловая толща сложена песчаниками, алевролитами, аргиллитами морского и континентального генезиса. Залежей углеводородов в разрезе меловой системы месторождения не выявлено.

#### Нижний отдел

Тарская свита залегает согласно на отложениях куломзинской свиты. Песчано–глинистые отложения свиты, сформированные в прибрежно–морских условиях, представлены светло–серыми и серыми, средне–мелкозернистыми, кварц–полевошпатовыми, слоистыми песчаниками, а также серыми и светло–серыми с зеленоватым оттенком, плотными, часто с большим включением растительных остатков аргиллитами. Наибольший интерес для обработки данных ГИС представляют отложения данной свиты. Мощные, выдержанные пласты песчаников свиты являются хорошим геофизическим репером, мощность меловой системы составляет 2000-2200 м.

Киялинская свита залегает согласно на отложениях тарской свиты. Осадки сложены прибрежно–континентальными серыми, темно–серыми, иногда зеленоватыми песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами, местами имеющими слабую пестроцветную окраску, буровато– и зеленовато–серого тонов. Свита характеризуется органическими осадками.

#### Палеогеновая система

Представлена морскими осадками талицкой, люлинворской, чеганской и континентальными некрасовской свит. Мощность системы – 285 м.

Неогеновые и четвертичные отложения представлены зеленовато-серыми супесями, глинами и песками. Общая мощность 40 м.

Милютинское месторождение в тектоническом отношении расположено в непосредственной близости от Межовского свода, самого крупного в этом районе. Месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию III порядка, которое в свою очередь является составной частью Милютинского структурного мыса. В пределах залежи структура имеет размеры 26x4x8 км. Высота структуры 60м, углы падения 1-1.5 градуса.

**Во втором разделе**, методика исследования, общие сведения о ГИС, интерпретация данных и используемое оборудование.

Выбор методов комплекса ГИС основывается на поставленных геологических задачах таких как:

- литологическое расчленение разреза, с последующей его корреляцией;
- выделение коллекторов;
- оценка фильтрационно-ёмкостных свойств пластов (пористости, глинистости, проницаемости);
- оценка характера насыщения коллекторов;
- определение ВНК (водонефтяного), ГНК (газонефтяного), ГВК (газоводяного контакта);

Задача литологического расчленения разреза решается при условии дифференциации пород, слагающих разрез, по физическим свойствам. К таковым можно отнести удельное электрическое сопротивление (УЭС), поляризационные свойства, плотностные свойства, акустические свойства, естественная радиоактивность пород и др.

В песчано-глинистом разрезе Милютинского месторождения задачу расчленения и определения литологического состава разреза можно решить, применяя следующие методы геофизических исследований скважин: ПС, КС, БКЗ,  $d_c$ , ИК и др.

Основными дифференцирующими признаками для литологического расчленения разреза и выделения коллекторов являются: сужение ствола скважины против пласта коллектора вследствие образования глинистой корки, которая фиксируется на кавернограмме, наличие радиального градиента

сопротивления, устанавливаемого по данным электрических методов с различной глубиной исследования (БКЗ), образование отрицательной аномалии ПС, сравнительно высокая естественная радиоактивность глин и низкая песчаников.

Дополнительным признаком коллектора будет являться расхождение показаний МБК и БК. Выше перечисленные методы могут применяться для большинства поставленных задач. В дополнении к ним для определения характера насыщения коллектора водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов необходимо будет применение методов акустического каротажа (АК), высокочастотного индукционного зондирования (ВИКИЗ), нейтронного каротажа (НКТ).

Таким образом, в зоне продуктивных пластов в масштабе глубин 1:200, проектируется комплекс ГИС следующего состава:

- БКЗ+ПС для изучения радиального градиента УС вдоль диаметра зоны проникновения и расчленения литологического разреза;
- МБК для определения УС промытой зоны, толщины глинистой корки с целью уточнения местоположения границ коллектора;
- БК для изучения зоны проникновения и уточнения границ пластов;
- ИК+ВИКИЗ для определения электропроводности пластов при слабопроводящей промывочной жидкости;
- Кавернометрия (КВ) для определения кавернозности ствола скважины;
- ГК, НКТ для определения насыщенности коллектора водонефтяного контакта, пористости и др.;
- АК для выделения высокопористых участков разреза, газонасыщенных участков коллектора, газонефтяного контакта и др.

Данный комплекс составлен на основании обязательного стандартного комплекса ГИС применяемого с учетом опыта ранее проведенных работ методом ГИС в данном районе.

Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС).

Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (англ. Spontaneous Potential log (SP)) — один из самых распространенных электрических методов геофизических исследований скважин, основанный на изучении естественных электрических полей. Показывает наличие естественных электрических полей, возникающих благодаря протеканию на границах между породой и глинистым раствором электрохимических процессов (напряжение в мВ — милливольт).

Боковой каротаж (БК) - это метод, основанный на применении зондов с фокусированной системой питающих электродов. Основная цель данного метода — определение истинного удельного сопротивления пласта и зоны проникновения в Омм (Омм\*метр). Существуют 3-х, 7-ми и 9-ти электродные модификации, которые часто фигурируют в литературе под названием «многозондовый боковой каротаж».

Благодаря использованию фокусированного тока влияние на показания фильтрационного раствора, конструкции скважины и тонкоструктуры разреза минимально.

Боковое каротажное зондирование (англ. Focused Electrode Logs) — геофизический метод исследования скважин, основной целью которого является определение истинного удельного сопротивления пласта и зоны проникновения в Омм (ом\*метр) [8]. Методом БКЗ измеряют сопротивление пласта обычно градиент-зондами разной длины от стенки скважины и до нетронутой зоны пласта (рис 1). Чем больше зонд, тем больше радиус его использования (обычно используют от 0.4 до 8 м).

Акустический каротаж (англ. Sonic Log) основан на разности скорости распространения упругих волн от источника к приёмнику прибора (V м/сек).

Также в данном методе ГИС дополнительно используются: интервальное время, амплитуда колебаний и коэффициент поглощения.

Гамма-каротаж (ГК) (англ. Gamma Ray Log (GR)) показывает естественную радиоактивность (или гамма-активность) пород в скважине, образуемую за счёт радиоактивных изотопов глинистых минералов: полевого шпата, слюды, иллита и минералов группы фосфатов.

Микрокаротажное зондирование (МКЗ) позволяет более детально изучить разрез, сложенный пластами большой и малой мощности, выделить коллекторы и детально изучить их строение, за счет малой длины зондов МПЗ и МГЗ, и как следствие малой глубины исследования, вблизи стенки скважины. Наличие двух кривых, полученных по и МПЗ и МГЗ, позволяет учесть влияние глинистой корки на величину кажущегося сопротивления и выделять проницаемые интервалы и плотные пропластки, для определения и уточнения границ пластов-коллекторов по их положительному расхождению МПЗ больше МГЗ.

**В третьем разделе,** приводятся результаты исследований Рассмотрим пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> группы скважин, расположенных в разных блоках месторождения: 106 – северный; 12 - южный. Данный пласт, по результатам работ прошлых лет (более подробно говорилось в главе «стратиграфия»), является материнской толщей для углеводородов, то есть коллектором.

Скважины пробурены в пределах внешнего контура нефтеносности. Комплекс ГИС, проведенный в рассматриваемых скважинах, указан в таблице 1.

Таблица 1 – Комплекс ГИС, проведенный в скважинах

Скважина	Ст.кар (PS,GZ3,	БКЗ	ИК	МКЗ	КВ	ГК	НКТ	БК	ВИКИЗ	АК
106	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
12	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

**Заключение.** Анализ исходных материалов материалов ГИС на пригодность к определению по ним основных подсчетных параметров показал, что имеется следующая исходная информация:

- для определения эффективной мощности - методы МК, КВ, ВИКИЗ, ПС
- для определения коэффициента пористости – методы АК
- для определения электрических параметров пластов – зонды БКЗ, ВИКИЗ и индукционный каротаж

Интерпретация данных ГИС проводилась по следующей схеме:



1. Выделение пласта Ю1-1 и его литологическая разбивка.

2. Определение  $A_{ps}$ .

Для оценки  $A_{ps}$  в качестве опорного выбрать наиболее чистый песчаный пласт тарской свиты, в котором значение параметра принять за 1.

- выделение проницаемых пропластков в границах пласта Ю1-1 по найденным значениям  $A_{ps}$  с уточнением по данным МКЗ и КВ – учет приращения между МПЗ и МГЗ, уменьшение диаметра скважина по КВ.

3. Определение удельного сопротивления  $\rho_{п}$  – по палетке пересчета ИК в  $\rho_{п}$  с учетом скин-эффекта, кривым БКЗ и ВИКИЗ.

4. Определение коэффициента глинистости  $S_{гл}$  – по отношению ГК к ГКоп, где за ГКоп принять значение естественного гамма-фона в куломзинской свите.

5. Определение коэффициента пористости  $K_{п}$  по всем возможным методам, зарегистрированным в скважине (акустический каротаж)

6. Определение коэффициента водонасыщенности  $K_{в}$  и нефтенасыщенности  $K_{н}$ :

- определение параметра пористости  $R_{п}$  через найденный ранее коэффициент пористости  $K_{п}$  и известное для пласта Ю1-1 сопротивление пластовой воды  $\rho_{в} = 0.085$  Омм по формуле найденной по лабораторным исследованиям керна и уточненной с учетом термобарометрии

- определение  $\rho_{пв}$  – сопротивление породы, поры которой полностью насыщены пластовой водой через параметр пористости

- определение параметра насыщения  $R_{н}$ , через найденные ранее удельные сопротивления  $\rho_{п}$  и  $\rho_{в}$

- определение коэффициента водонасыщенности  $K_{в}$  с помощью уравнения, выражающего его зависимость от параметра насыщения  $R_{н}$

- определение  $K_{н} = 1 - K_{в}$

7. Определение  $K_{пр}$  (носит оценочный характер) через  $K_{п}$  и  $S_{гл}$

Для горизонта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> фильтрационно–емкостные и физические свойства получены в результате обработки материалов ГИС, а также выявлены свойства при лабораторных исследованиях. Сопротивление пласта,  $\alpha_{пс}$  и  $K_{нт}$  определялись по данным электрических методов. При сопротивлении свыше 4,2 Омм в пласте

отмечается присутствие нефти. Коэффициент пористости определялся по данным акустического каротажа.

Сводные фильтрационно–емкостные и петрофизические свойства пласта–коллектора Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> представлены в таблице 2.

Таблица 2 –Основные параметры пластов

Во время прохождения практики был собран материал по геолого-геофизической, литолого-стратиграфической и тектонической характеристики месторождения Милютинское, а также данные по нефтеносности района работ. В течении практики приобрел полезные навыки (в изучении геолого-геофизического строения; применение комплексов геофизических исследований, для выделения потенциально продуктивных интервалов в разрезе скважины; выделение перспективных интервалов в изучаемых скважинах при помощи каротажей и др.) необходимые для дальнейшей профессиональной деятельности.

По итогам можно отметить факт полноценного достижения поставленной цели.

Тема выпускной квалификационной работы: «Определение фильтрационно-емкостных свойств коллектора на примере Милютинского месторождения по данным ГИС».

Интервал м	скв	аПС	УЭС Ом*м	Кп%НК	Кп%АК	Кп <sup>прин</sup> %	Кпрон мд	Кгл %	Кн %	Литология	Насыщение
2463-2478	106	0,9	8	18	19	18	239	3.10	71	песчаник	нефть
2466-2478	12	0,85	13	17,7	19,2	16	7,5	6.1	71	песчаник плотный с прослоем аргиллита	нефть

**Заключение.** Во время прохождения практики был собран материал по геолого-геофизической, литолого-стратиграфической и тектонической характеристики месторождения Милютинское, а также данные по нефтеносности района работ. В течении практики приобрел полезные навыки (в изучении геолого-геофизического строения; применение комплексов геофизических исследований, для выделения потенциально продуктивных интервалов в разрезе скважины; выделение перспективных интервалов в изучаемых скважинах при помощи каротажей и др.) необходимые для дальнейшей профессиональной деятельности.

По итогам можно отметить факт полноценного достижения поставленной цели.