

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

Кафедра геофизики

**«Определение петрофизических свойств терригенных отложений
Васюганской и Мегионской свит методами ГИС на примере Новогоднего
месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 531 группы
геологического факультета
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
Иванова Владимира Владимировича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Зав. Кафедрой

К. г.- м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов, 2025

Введение. Геофизические исследования скважин (ГИС) — это совокупность физических методов, предназначенных для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах, а так же применяются для контроля технического состояния скважин. Эти методы позволяют получать информацию о физических и химических свойствах горных пород, что способствует более точной оценке запасов полезных ископаемых. Кроме того, ГИС играют важную роль в мониторинге состояния скважин, позволяя своевременно выявлять потенциальные проблемы и предотвращать аварийные ситуации. Использование современных технологий, таких как 3D-моделирование и автоматизированные системы сбора данных, значительно повышает эффективность геофизических исследований и их точность.

Задачами геофизические исследования скважин являются:

- Технический контроль процесса бурения;
- Определение взаимосвязи между разрезами, вскрытыми в процессе бурения;
- Поиск углеводородных соединений для их последующей добычи;
- Поиск возможных рисков для скважины;
- Выделение пород-коллекторов, определение их характеристик.

Цель бакалаврской работы заключается в определении коллекторских свойств горных пород по комплексу геофизических методов исследований скважин Новогоднего месторождения. В соответствии с поставленной целью необходимо решить следующие задачи:

- Изучение геолого-геофизической информации;
- Освоение приемов обработки и интерпретации данных ГИС;
- Определить значения пористости;
- Определить значения нефтенасыщенности продуктивных пластов;
- Определение глинистости коллектора.

Объектом исследования являются продуктивные отложения, приуроченных к мегийонской и васюганской свитам месторождения.

Предмет исследования – методика расчета параметров петрофизических характеристик и анализ фильтрационно-емкостных свойств горных пород изучаемого интервала геологического разреза.

Практическая ценность заключается в повышении качества промыслово-геофизического обеспечения геологоразведочных работ на Новогоднем месторождении.

ВКР состоит из разделов:

- Геолого-геофизическая характеристика района работ;
- Методика проведения работ;
- Методики определения пористости, глинистости и нефтенасыщенности продуктивных отложений по данным ГИС;
- Результаты

Основное содержание работы. Новогоднее месторождение расположено в Пуровском районе ЯНАО. Административно Новогоднее месторождение находится поблизости от города Ноябрьск и к юго-западу от центра района - г.Тарко-Сале, примерно в 150 километрах от него. Месторождение приурочено к Надымско-Пуровской лесной плоско-заболоченной равнине с многочисленными реками и озёрами.

Стратифицированные образования месторождения Новогоднее представлены вулканогенно-осадочной толщей, в разрезе которой выделяются три части: нижняя - осадочно-вулканогенная, средняя - терригенно-карбонатная и верхняя - вулканогенно-осадочная. Вулканогенно-осадочную толщу рудного поля называют новогодненской (S_2-D_2nv), а возраст принимают позднесилурийско-среднедевонский. Мезозойские образования в окрестностях месторождения представляют собой продукты переотложения кор выветривания в небольших линейных депрессиях шириной до первых десятков метров, протяженностью до 100 м. В

геологическом строении разрез исследуемой территории представлен триасового, юрского, мелового возрастов. Палеогеновая система представлена всеми отделами (олигоцен, эоцен, палеоцен). Четвертичные образования различных генетических типов в районе месторождения развиты повсеместно, полностью экранируя более древние стратифицированные и интрузивные породы.

Новогоднее газонефтяное месторождения приурочено к субмеридиональному локальному поднятию размерами 15х25км, осложняющему центральную часть Вынгапуровского вала Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

В нефтегазоносном отношении площадь месторождения расположена в пределах Вынгапуровского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

В эксплуатационной скважине №35 Новогоднего месторождения были проведены детальные геофизические исследования (ГИС) в продуктивных и перспективных интервалах разреза с масштабом 1:200. В рамках этих исследований использовались следующие методы: индукционный каротаж (ИК), боковой каротаж (БК), гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК) и акустический каротаж (АК).

Выделение коллекторов в мегионской, васюганской свите меловой системы выполнено по данным ГК, НГК, АК, ИК, БК. В мегионской свите выделены пласты коллекторы, представлены песчаником кварцевым, серо-коричневатым, мелко- и среднезернистым, средней крепости и аргиллитом темно-серым, местами черным, плотным, слоистым. Васюганская свита сложен песчаником кварцевым, коричневатого-серым, серым, мелкозернистым, в виде отдельных размытых зерен на глинистом цементе, средней крепости, аргиллитом серым, темно-серым, вязким, массивным.

Глинистость мегионской свиты определялась по методу ГК, коэффициент глинистости рассчитывался по формуле 1.

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{J_{\gamma \text{ пл}} - J_{\gamma \text{ min}}}{J_{\gamma \text{ max}} - J_{\gamma \text{ min}}}, \quad (1)$$

Где ΔJ_{γ} - двойной разностный параметр; э

$J_{\gamma \text{ пл}}$ - показания глинистости в пласте;

$J_{\gamma \text{ max}}$ – максимальное значение глинистости;

$J_{\gamma \text{ min}}$ – минимальное значение глинистости.

В пластах мегинской свиты у глин ($J_{\gamma \text{ max}}$) принято значение 19 мкР/ч, а у пластов с минимальной по разрезу глинистостью ($J_{\gamma \text{ min}}$) принято 1,3 мкР/ч.

В васюганской свите у глин принято значение 20 мкР/ч ($J_{\gamma \text{ max}}$), а у пластов с минимальной глинистостью принято 0,9 мкР/ч ($J_{\gamma \text{ min}}$).

Для определения коэффициента массовой глинистости ($C_{\text{гл}}$) использовались следующие зависимости (формула 2):

$$C_{\text{гл}} = 10^{1,7483 \cdot \Delta J_{\gamma} - 1,6978}, \quad (2)$$

Для характеристики объемного содержания глинистого материал в породе используют коэффициент объемной глинистости $K_{\text{гл}}$ (объемная глинистость), рассчитывается по формуле 3:

$$K_{\text{гл}} = C_{\text{гл}}(1 - K_{\text{п}}), \quad (3)$$

Пористость была определена по двум методам. Первый метод - акустический каротаж. Для мегинской свиты установлены следующие значения интервального времени: в твердой фазе ($\Delta T_{\text{ТВ}}$) — 182 мкс/м, в жидкой фазе ($\Delta T_{\text{Ж}}$) — 600 мкс/м, а в глинах ($\Delta T_{\text{Гл}}$) — 398 мкс/м. Для васюганской свиты были приняты следующие значения: интервальное время

в твердой фазе ($\Delta T_{ТВ}$)— 178 мкс/м, в жидкой фазе ($\Delta T_{Ж}$)— 600 мкс/м, а в глинах ($\Delta T_{ГЛ}$) — 397 мкс/м.

Исходя из этого формула определения коэффициента пористости по акустическому каротажу (K_p) приняла следующий вид (формула 4):

$$K_p = \frac{(\Delta T_{ПЛ} - \Delta T_{ТВ}) - K_{ГЛ} (\Delta T_{ГЛ} - \Delta T_{Ж})}{(\Delta T_{Ж} - \Delta T_{СК})}, \quad (4)$$

Вторым методом был нейтронный гамма-каротаж. Для определения пористости по данным нейтронного каротажа используют зависимость двойного разностного параметра ΔJ_{ngk} , который рассчитывался по формуле 5.

$$\Delta J_n = \frac{J_{n \text{ пл}} - J_{n \text{ min}}}{J_{n \text{ max}} - J_{n \text{ min}}}, \quad (5)$$

Где ΔJ_n - двойного разностного параметра

$J_{n \text{ пл}}$, $J_{n \text{ max}}$, $J_{n \text{ min}}$ - показания нейтронного каротажа против данного пласта, и против опорных пластов с минимальными и максимальными показаниями нейтронного каротажа.

Для расчета разностного параметра ΔJ_{ngk} в мегинской свите принималось минимальное значение ($J_{n \text{ min}}$) по пласту 1,2 у.е., максимальное значение ($J_{n \text{ max}}$) 4,7 у.е.. В пластах васюганской свиты у глин $J_{ngk \text{ min}}$ принято значение 1,5 у.е., а у пластов с минимальной по разрезу глинистостью ($J_{n \text{ max}}$) принято 4,5 у.е..

По результатам бурения предыдущих скважин на Новогоднем месторождении была построена зависимость вида $K_n = f(J_{ngk})$ для определения коэффициента пористости, как показано на рисунках 1, 2.

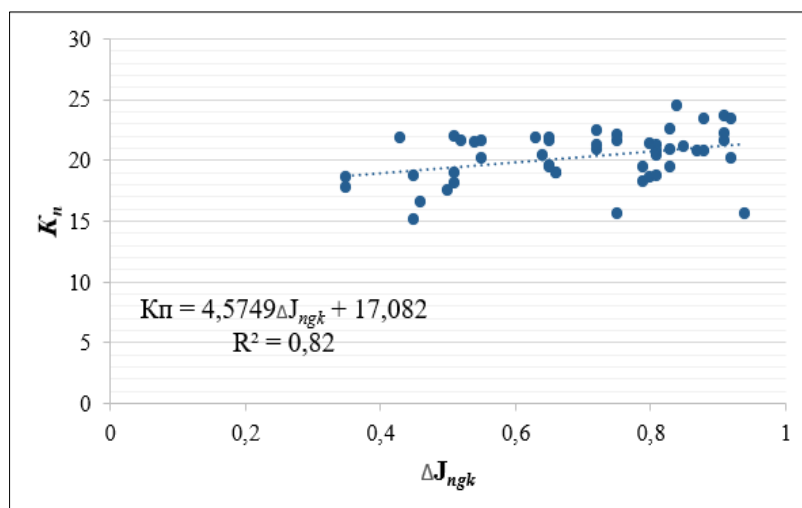


Рисунок 1 - Зависимость пористости от разностного параметра ΔJ_{ngk} для мегинской свиты.

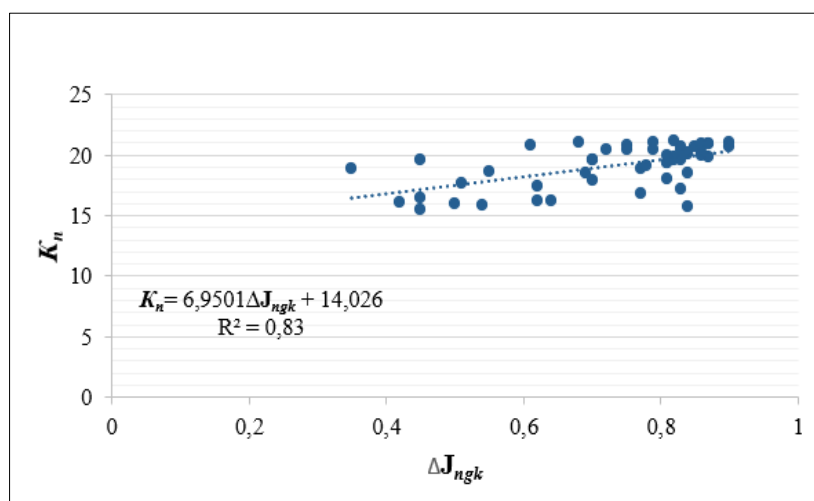


Рисунок 2 - Зависимость значений пористости от разностного параметра ΔJ_{ngk} для васюганской свиты.

На рисунках 1, 2 приведено предполагаемое уравнение, а так же величина достоверности аппроксимации (R^2). Величина показывает степень соответствия трендовой модели исходным данным. Расчет коэффициента пористости осуществлялся по формуле, выведенной на зависимости. Метод НГК для определения пористости в песчано-глинистых отложениях считается наиболее эффективным, поскольку показания метода наиболее чувствительны к изменению водородосодержанию в пластах.

Коэффициент нефтенасыщенности представляет собой отношение объема нефти, содержащейся в пористой среде, к общему объему пор, доступных для насыщения. Этот параметр является важным показателем для оценки потенциала коллекторов и их способности к удержанию углеводородов.

Коэффициент нефтенасыщенности в интервале коллекторов мегинской свиты определялся, согласно формуле 6:

$$K_{нг} = 100 - \frac{23,19}{\left(\frac{K_{п}}{100}\right)^{0,8532} * R_{п}^{0,5188}}, \quad (6)$$

где $K_{п}$ - принятый коэффициент пористости,

$R_{п}$ - сопротивление пласта по боковому каротажу.

Для Васюганской свиты коэффициент нефтенасыщенности рассчитывался по формуле 7:

$$K_{нг} = 100 - \frac{13,88}{\left(\frac{K_{п}}{100}\right)^{1,32} * R_{п}^{0,641}}, \quad (7)$$

Результаты пересчета отображены в таблице 1.

Стратиграфия	Кровля, м	Подосва, м	Н, м	Кгл, %	КпНГК, %	КпАК, %	Кп прин., %	Кнг, %	Литология	Характер насыщения
Мегионская свита	1474	1474.4	0.4	1.6	15.5	17.2	15.5	56.5	Терригенный коллектор	Нефть
	1475	1475.9	0.9	2.3	17.5	19.8	17.5	57.3		Нефть
	1480.5	1481.7	1.2	1.9	18	24.8	18	55.7		Нефть
	1487.1	1494.3	7.2	1.4	20.2	21.6	20.2	70.9		Нефть
	1497	1498.3	1.3	1.3	18.1	17.1	18.1	58.6		Нефть
	1499.6	1500.2	0.6	0.9	19.8	19.7	19.8	53.8		Нефть
Васюганская свита	1728.2	1729.0	0.8	0.9	9.5	9.4	9.5	72.0	Терригенный коллектор	Нефть
	1729.3	1729.8	0.5	0.3	9.0	14.5	9.0	65.0		Нефть
	1734.0	1742.7	8.7	0.2	13.6	14.4	13.6	78.5		Нефть
	1743.7	1744.6	0.8	0.2	11,1	8,7	11,1	63.0		Нефть

Таблица 1 - Таблица результатов интерпретации ГИС в открытом стволе по мегионской и васюганской свиты.

Заключение. В выпускной квалификационной работе приведены сведения о геологическом строении Новогоднего месторождения, рассмотрен комплекс геофизических исследований, использовавших на данном месторождении.

В процессе написания работы выполнена интерпретация геолого-геофизических данных каротажа с целью выделения пластов коллекторов и оценки их коллекторских свойств (расчет коэффициента пористости, глинистости, коэффициент нефтенасыщенности).

По результатам расчетов коэффициентов пористости отмечены завышенные значения по акустическому каротажу из-за недостаточной петрофизической обеспеченности метода. Достоверными принято считать результаты, полученные с помощью данных, нейтронно-гамма каротажа.

Исходя из результатов, рекомендуется применять для дальнейших вычислений коэффициентов пористости по методу НГК на Новогоднем месторождении, а также провести дополнительные анализ зависимости типа «керна-ГИС» на примере нескольких разведочных скважин.