

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

Кафедра геофизики

**«Определение коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности  
пород-коллекторов Мироновского месторождения по данным ГИС»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 5 курса 531 группы  
направление 21.03.01 нефтегазовое дело  
профиль «Геолого-геофизический сервис»  
геологического факультета  
Беккер Алексея Валентиновича

**Научный руководитель**

К. г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Б.А. Головин

подпись, дата

**Зав. кафедрой**

К. г.- м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2024

Введение. Геофизические исследования скважин (ГИС) представляют собой комплекс физических методов, которые используются для изучения горных пород, а также контроля технического состояния буровых.

Задачами геофизических исследований скважин являются определение их роли в комплексе геолого-геофизических работ, ознакомление с основными физическими свойствами горных пород и с физическими основами методов скважинных наблюдений, алгоритмами геологической обработки и интерпретации ГИС и основными элементами аппаратуры и оборудования для геологического изучения разрезов скважин в процессе разработки месторождений.

Цель бакалаврской работы заключается в определении подсчетных параметров по данным ГИС Мироновского месторождения. В соответствии с поставленной целью необходимо решить следующие задачи:

- Изучение геолого-геофизической информации;
- Определить значения пористости;
- Определить значения нефтенасыщенности продуктивных пластов;
- Определение глинистости коллектора;
- Обработка и интерпретация данных ГИС.

Объектом исследования являются продуктивные отложения нижнемеловой системы, приуроченных к альбскому и аптскому ярусам месторождения. Предметом исследования является определение петрофизических зависимостей. Практическая ценность заключается в результативности использования промысловой геофизики для подсчета запасов с переводом их из категории  $C_3$  в категории  $C_1$  и  $C_2$  с последующим развитием геологоразведочных работ на данном и других участках с аналогичной геологической ситуацией.

Основное содержание работы:

1. Общие сведения о территории исследования
2. Методика проведения работ

3. Опробывание методик определение глинистости, пористости нефтенасыщенности продуктивных отложений по данным ГИС

4. Результаты

В административном отношении Мироновское месторождение расположено в 22 км на северо - восток от пгт. Питерка, в 45км на северо - запад от г.Новоузенск, и в 9км от населённого пункта Трудовик, как показано на обзорной карте. В геологическом строении разрез исследуемой территории представлен породами пермского, триасового, юрского, мелового, палеогенового и неогенового возрастов. Разрез сложен терригенными, карбонатными и галогеновыми породами. В современном тектоническом плане Мироновское месторождение располагается в пределах северо-западного сегмента Прикаспийской впадины. Район работ приурочен к её внутренней части, в области развития соляно-купольной тектоники.

Мироновское месторождение находится в пределах Северо-Прикаспийской нефтегазоносной области. Нефтегазоносность отложений надсолевого мегакомплекса в Саратовской области установлена на Карпенском лицензионном участке и вблизи его границы (рисунок 1).

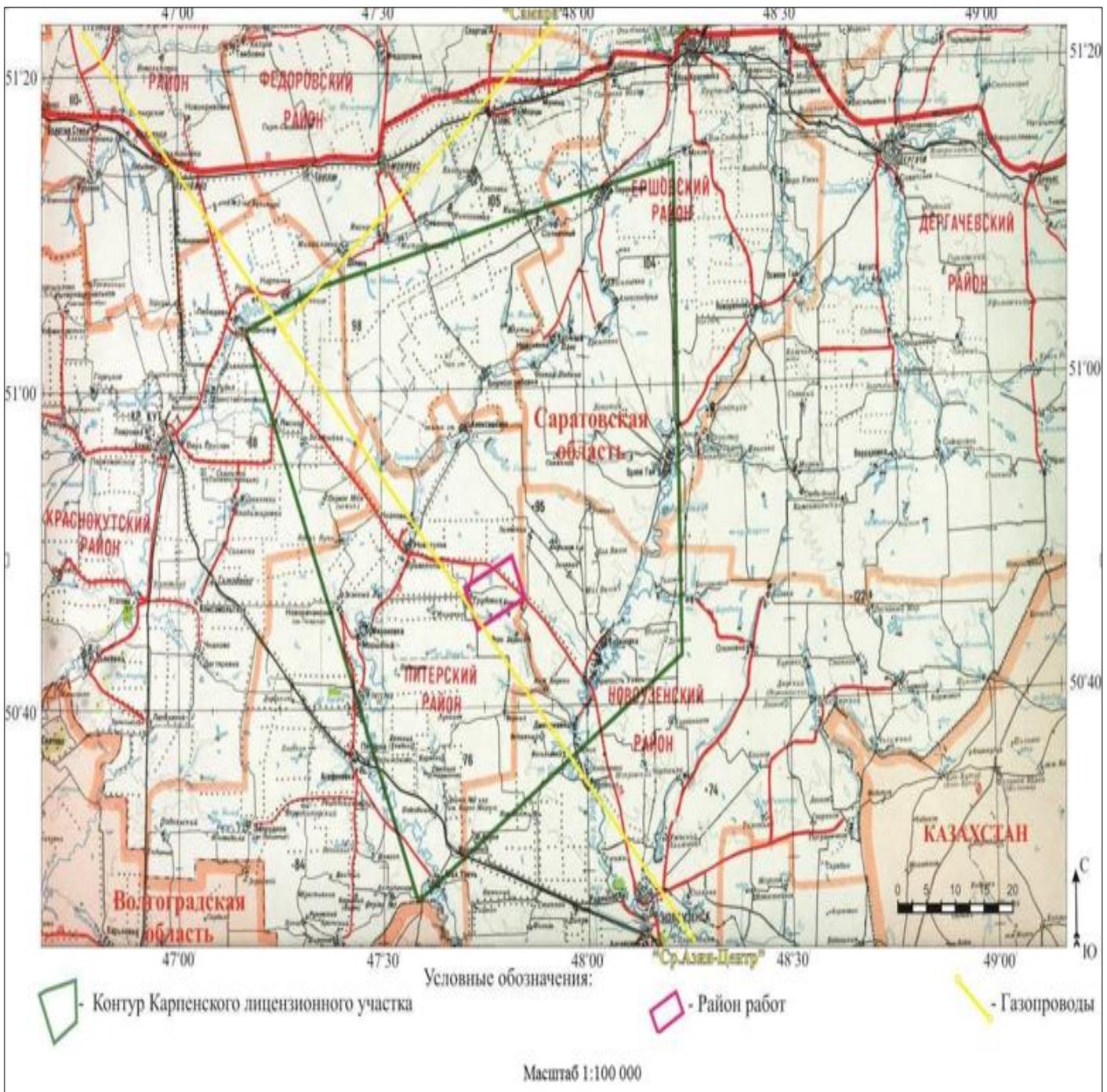


Рисунок 1 - Обзорная карта района работ

Комплекс ГИС выполнен в открытом стволе эксплуатационной скважины № 26 Мироновского месторождения. Результаты каротажа позволяют дать геологическое описание разреза скважины, а также служат для оценки коллекторских свойств пород и степени их насыщения.

Выделение коллекторов в альбском и аптском ярусах меловой системы выполнено по данным ГК, НГК, ПЗ, АК, ИК, БК. По данным ведомости шлама, данный возраст сложен песчаником коричневатым,

кварцевым, мелкозернистым, в виде отдельных размытых зерен на глинистом цементе, глиной аргиллитоподобной, серой, темно-серой, вязкой, пластичной, легко размывается водой (рисунок 2).

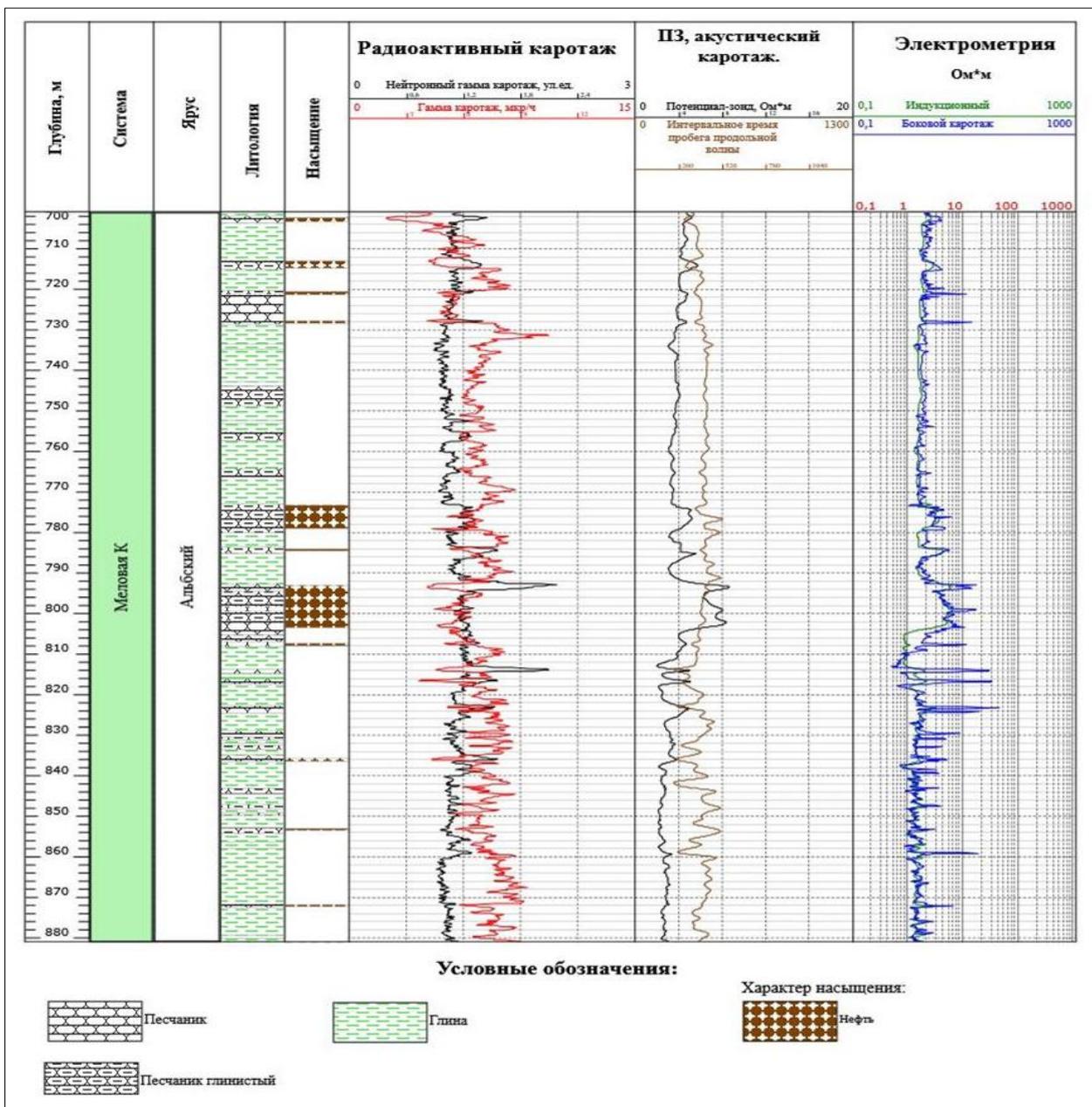


Рисунок 2 – Диаграмма ГИС с выделенными коллекторами в альбском ярусе

Глинистость альбского яруса выделялась по методу ГК. Для определения коэффициента глинистости целесообразно пользоваться методикой двух опорных пластов, когда в качестве калибровочного коэффициента используется разность показаний в пласте глин  $J_{\gamma \max}$  и в пласте с минимальной по разрезу глинистостью  $J_{\gamma \min}$ . Показания в пластах

$J\gamma$  пл при этом преобразуются в безразмерный двойной разностный параметр  $\Delta J\gamma$  (формула 1):

$$\Delta J\gamma = \frac{J\gamma_{пл} - J\gamma_{min}}{J\gamma_{max} - J\gamma_{min}},$$

(1).

Для определения коэффициента массовой глинистости использовались следующие зависимости (формула 2):

$$C_{гл} = 10^{1,7483 * \Delta J\gamma - 1,6978},$$

(2)

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

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

Пористость была определена по двум методам. Первый метод - акустический каротаж. Значение интервального времени в твердой фазе ( $\Delta T_{тв}$ ) принято 182 мкс/м, а в жидкой фазе ( $\Delta T_{ж}$ ) - 620 мкс/м, в глинах ( $\Delta T_{гл}$ ) - 370 мкс/м. Исходя из этого формула определения коэффициента пористости по акустическому каротажу приняла следующий вид (формула 4).

$$K_{п} = \frac{(\Delta T_{пл} - \Delta T_{тв}) - K_{гл} (\Delta T_{гл} - \Delta T_{ж})}{(\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск})},$$

(4)

Вторым методом был нейтронно-гамма каротажом. Коэффициент пористости определялся по зависимости вида  $K_n = f(J_{ngk})$  (рисунок 3). Данная зависимость построена для скв. №26 Мироновского месторождения. По оси ординат максимальное значение было выбрано в известняках и составляет 3,2 у.е., по оси абсцисс коэффициенты пористости были приняты с соседней скважины.

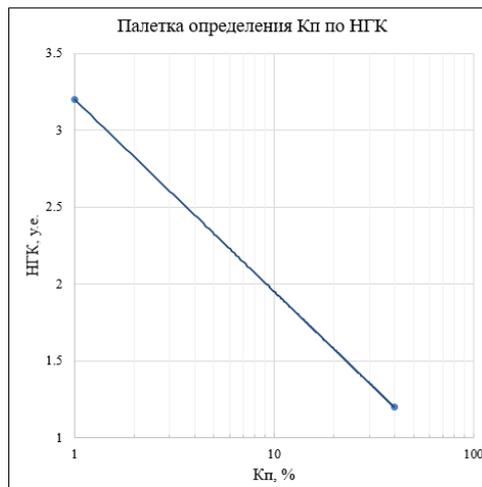


Рисунок 3 - Зависимость значений пористости от разностного параметра  $J_{ngk}$

Коэффициент нефтенасыщенности в интервале коллекторов определялся, согласно формуле Арчи-Дахнова (формула 1).

$$K_{нг} = 1 - K_{в} = 1 - n \sqrt{\frac{a \rho_{в}}{\rho_{нн} K_{п}^m}}, \quad (1)$$

Где  $\rho_{нн}$  - сопротивления нефтенасыщенного пласта,

$\rho_{вн}$  - сопротивления пластовой воды,

$K_{п}$  - коэффициент пористости,

$K_{в}$  - коэффициент водонасыщенности.

Коэффициенты, входящие в эту формулу, равны значениям, представленным в таблице 1.

Таблица 1 - Коэффициенты для вычисления коэффициента нефтенасыщенности по формуле Арчи-Дахнова.

n	m	a	b	УЭС пластовой воды
1,8310	1,8288	0,9988	0,9410	0,035

Результаты пересчета подсчетных параметров отображены в таблицах 2,3.

Таблица 2 - Таблица результатов интерпретации ГИС в открытом стволе по альбскому ярусу.

Кровля, м	Подошва, м	Н, м	Кгл, %	КпНГК, %	КпАК, %	Кп прин., %	ИК, Ом*м	Кнг, %	Литология	Характер насыщения
<b>Альбский ярус</b>										
702.3	703.3	1	1.7	22	25.4	22	2.5	58.9	Терригенный коллектор	нефть
713	714.8	1.8	7.5	17.6	27.4	17.6	2.6	48.8	Терригенный коллектор глинистый	нефть слабо
720.5	721.3	0.8	10.5	15.2	35.7	15.2	1.9	49.6		нефть слабо
727.8	728.4	0.6	6	17.3	36.5	17.3	1.9	62.3	Терригенный коллектор	нефть
773.2	776	2.8	38.1	21.7	37.4	21.7	2.9	60.5	Терригенный коллектор глинистый	нефть
776	776.6	0.6	10.4	20.8	62.3	20.8	3.7	62.9		нефть
776.6	779	2.4	34.7	22.8	46.5	22.8	3.1	61.7		нефть
779	779.6	0.6	6.2	19.1	57.7	19.1	1.7	63.2		нефть
784	784.5	0.5	13	16	43.8	16	3.3	53.1		нефть
793	794	1	7.1	17.1	52.9	17.1	5.5	55.7		нефть
794	798.8	4.8	23.2	24.4	44.3	24.4	4.1	68.9		нефть
798.8	799.5	0.7	9.5	22.6	47.1	22.6	6.1	73.5		нефть
799.5	802.8	3.3	20.9	27.3	45.5	27.3	4.7	75.9		нефть
802.8	803.5	0.7	10.6	34.4	43.6	34.4	3.6	79.2		нефть
807.3	808	0.7	10.3	16	33.3	16	1	50.7		нефть
835.6	836.4	0.8	7.2	15.2	11.6	15.2	1.4	40.2		нефть слабо
853	853.5	0.5	12	34.2	63.2	34.2	1.7	61.9		нефть
871.8	872.3	0.5	15	23.1	45.6	23.1	1.8	47.6		нефть слабо

Таблица 3 - Таблица результатов интерпретации ГИС в открытом стволе по апскому ярусу.

Кровля, м	Подошва, м	Н, м	Кгл, %	КпНГК, %	КпАК, %	Кп прин., %	ИК, Ом*м	Кнг, %	Литология	Характер насыщения
<b>Аптский ярус</b>										
881	885.3	4.3	10	28.4	33.8	28.4	2.2	64.8	Терригенный коллектор глинистый	нефть
885.3	886	0.7	2.9	15.7	18.5	15.7	2.8	50.8		нефть
889.8	890.3	0.5	4.7	17.4	35.2	17.4	2.4	45.1		нефть слабо
892	896.4	4.4	7.9	29.6	39.9	29.6	2.9	71		нефть
903	903.3	0.3	3.9	29.3	30.5	29.3	2	64.6		нефть
904.2	904.6	0.4	4.4	21	22.8	21	1.9	48.7		нефть слабо
905	905.4	0.4	4.2	21.2	35.1	21.2	1.8	44.9		нефть слабо
913.8	914.4	0.6	2.6	24.5	49.5	24.5	1.4	45.2		нефть слабо

Заклучение. В бакалаврской работе приведены сведения о геологическом строении Мироновского месторождения, рассмотрен комплекс геофизических исследований, использовавших на данном месторождении.

В ходе работы выполнена интерпретация геолого-геофизических данных каротажа с целью выделения пластов коллекторов и рассчитаны коэффициенты пористости, нефтенасыщенности, глинистости.

При определении коэффициента пористости наиболее достоверными оказались результаты, полученные с использованием данных, нейтронно-гамма каротажа. Коэффициенты пористости по акустическому каротажу рассчитывать нецелесообразно, по причине недостаточной петрофизической обеспеченности метода, приведшей к значительному завышению определяемого коэффициента пористости.

Поэтому рекомендуется применять для дальнейших вычислений коэффициентов пористости по методу НГК на Мироновском месторождении и провести дополнительные исследования для построения зависимостей типа керн-ГИС.