

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

Кафедра геофизики

**«Геолого-геофизические особенности коллекторов нижнего мела,
внутренней зоны Прикаспийской синеклизы»**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
направление 05.04.01 геология
геологического ф-та
Джумагалиева Аскера Алимжановича

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 2019

Введение. Актуальность работы. При определении геолого-геофизических особенностей коллекторов важное место занимают материалы по керну, с помощью которых выполняются измерения следующих физических свойств:

- открытая пористость;
- объемная и минералогическая плотность;
- газопроницаемость;
- коэффициенты водонасыщенности и нефтенасыщенности;
- гранулометрический состав;
- коэффициент вытеснения;
- фазовые и относительные проницаемости.

Также не маловажную роль занимают методы геофизических исследований скважин (ГИС), по данным которых осуществляется выделение флюидосодержащих пород в геологическом разрезе, а также определяются характеристики их коллекторских свойств.

Выделение геолого-геофизических особенностей пластов коллекторов данными методами рассмотрены на примере месторождения N. Наиболее нефтеносными геологическими горизонтами которого являются пласты K_{1a1} и K_{1a}, на которые в работе обращается особое внимание.

Территорией исследования является Прикаспийская синеклиза, а конкретно нефтяное месторождение N, расположено в 43 км на СЗ от райцентра г.Новоузенск, г.Саратов – областной центр удален на 220км к СЗ от участка работ. На СВ и востоке, в непосредственной близости к участку работ, протекает река Бол. Узень.

Данная территория относится к Сыртовой равнине, осложненной увалами и бессточными впадинами, расчлененной оврагами. Колебания отметок рельефа 5-30м. Абсолютные отметки 47-77м выше уровня моря. Не заболочена. Район не сейсмичен.

Целью данной работы является определения геолого-геофизических особенностей коллекторов нижнего мела, внутренней зоны Прикаспийской синеклизы, а также

В соответствии с поставленной целью решались следующие основные **задачи**.

1. Изучить геолого-геофизическую характеристику района работ на основе имеющихся фондовых материалов.
2. Определить коэффициент пористости, проницаемости и коэффициент глинистости по данным керна и ГИС.
3. Предоставить результаты работ, полученные на исследуемой площади включающие заключения по керну, а также по методам ГИС.
4. Произвести корреляцию разреза по двум скважинам 3 и 4.
5. Проинтерпретировать полученные данные и определить основные петрофизические характеристики выделенных в разрезе пластов коллекторов.

В основу исследований положены материалы, полученные в период прохождения производственной практики в организации ООО «ГЕО Инжиниринг Сервис». Полученные материалы включают заключение по оперативной интерпретации данных ГИС по скважине №3,4, каротажные данные по методам потенциалов собственной поляризации (ПС), потенциал-зонда (ПЗ), гамма каротажа (ГК), нейтронного гамма-каротажа и сводный литолого-стратиграфический разрез.

Работа включает введение, 3 раздела, включающих 16 параграфов, заключения, списка используемых источников, 6 приложений, 12 рисунков и 6 таблиц. Общий объем работы составляет 51 страницы.

Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования» содержит четыре подраздела. **Подраздел 1.1 «Общие сведения о территории исследования»** содержит общие сведения о месторождении, его административном месторасположении. **Подраздел 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика»** содержит сведения о литолого-стратиграфической характеристике района. **Подраздел 1.3**

«Тектоническа» содержит сведения о тектоническом строении района.

Подраздел 1.4 «Нефтегазоносность» содержит сведения о нефтегазоносных комплексах исследуемой территории.

Раздел 2 «Методика исследования» содержит пять подразделов.

Подраздел 2.1 «Характеристика методов ГИС применяемых на скважинах исследуемой площади» содержит сведения о проведении работ стандартного комплекса ГИС на исследуемой территории.

Подраздел 2.2

«Методика выделения пластов коллекторов по данным ГИС» содержит информацию о решаемых задачах с помощью данных ГИС.

Подраздел 2.3 «Определение коллекторских свойств по данным керна» содержит информацию о методах применяемых для определения коллекторских свойств пород.

Подраздел 2.4 «Построение корреляционной схемы» содержит информацию о принципе и целях построения корреляционной схемы.

Подраздел 2.5 «Оборудование» содержит информацию об оборудовании, применяемых на данном участке.

Раздел 3 «Результаты работ» содержит информацию о геолого-физических свойствах продуктивных пластов по скважинам №3 и 4

Работа изложена на 51 стр., содержит 6 таблиц, 12 рисунков и 6 приложений.

Основное содержание работы. **Раздел 1 «Общие сведения о территории исследования»** месторождение N расположено в 43 км на СЗ от райцентра г.Новоузенск, г.Саратов – областной центр удален на 220км к СЗ от участка работ. На СВ и востоке, в непосредственной близости к участку работ, протекает река Бол. Узень, смотреть приложение Д – обзорная карта района работ.

Данная территория относится к Сыртовой равнине, осложненной увалами и бессточными впадинами, расчлененной оврагами. Колебания отметок рельефа 5-30м. Абсолютные отметки 47-77м выше уровня моря. Не заболочена. Район не сейсмичен.

Литолого-стратиграфическое описание приводится в целом по всему N месторождению, на котором надсолевая часть разреза представлена отложениями нижнепермской, триасовой, юрской, меловой, палеоген-неогеновой и четвертичной систем. Месторождение имеет блоковое строение и расположено в зоне развития солянокупольной тектоники в виду чего некоторые стратиграфические единицы выпадают из фактического разреза. Сводный геолого-геофизический разрез приводится по пробуренным скважинам в разведочном блоке на Южном поднятии, разведочный блок, графическое приложение А, по поисковому блоку приводится проектный литолого-стратиграфический разрез типовой поисковой скважины.

Раздел 2 «Методика исследования» в скважинах пробуренных на месторождении N проведены следующие методы ГИС:

- стандартный каротаж (ПЗ и ПС);
- радиоактивный каротаж (ГК, НГК);

Основные промыслово-геофизические исследования выполнены в необсаженных скважинах диаметром 0,216м, заполненных глинистым раствором плотностью 1,12г/см³ с удельным электрическим сопротивлением, равным 0,5-1,8Омм.

Качество полученных материалов хорошее и удовлетворительное. Запись геофизических методов исследования выполнена современной аппаратурой. Запись радиоактивного каротажа проведена прибором СРК-3, индукционного – АИК-5.

По результатам интерпретации данных ГИС были решены следующие задачи:

- литологическое расчленение разрезов скважин;
- выделение эффективных толщин;
- оценка характера насыщения;
- количественная оценка пористости и нефтенасыщенности продуктивных коллекторов.

Коллекторы были выделены на основе качественных признаков, обусловленных проникновением фильтрата бурового раствора в пласты и формированием при этом глинистой корки и зоны проникновения, отрицательной аномалии ПС, низких показаний на диаграммах ГК и количественного критерия – граничного значения пористости $K_{п}^{ГР}$.

При отсутствии корреляционной зависимости между проницаемостью и пористостью по данным исследования керна величина граничного значения пористости ($K_{п}^{ГР}$), равная 0,206, принята по аналогии с песчаными отложениями мелового возраста западно-казахстанского месторождения Молдабек, представленными также, как и на Южном месторождении, слабосцементированными песчаниками, алевролитами и песками.

Нефтенасыщенность коллекторов определялась с использованием петрофизических зависимостей, установленных для песчаных коллекторов месторождения Молдабек:

$$R_{п} = 0,9988 (K_{п})^{-1,8288}, \text{ коэффициент корреляции } (r) \text{ равен } -0,807;$$

$$R_{п} = 0,941 (K_{в})^{-1,831}, r = -0,967.$$

Коэффициентом пористости $k_{п}$ породы называют отношение объема пустот $V_{пор}$ в породе к общему ее объему $V_{п}$:

$$k_{п} = \frac{V_{пор}}{V_{п}}.$$

По сообщению пустот друг с другом различают пористость общую, открытую и закрытую. Однако, в коллекторах нефти и газа закрытая пористость отсутствует или пренебрежимо мала.

Методом насыщения по Преображенскому определяют открытую пористость. Экстрагированный и высушенный образец взвешивают (вес P). Затем образец насыщается под вакуумом жидкостью (керосином или водой). Насыщенный образец вынимают, освобождают от избытка жидкости, взвешивают в воздухе (вес $P_{к}$).

Разность весов насыщенного и сухого образцов, деленная на удельный вес керосина g_k дает объем пор:

$$V_n = \frac{P_x - P}{\gamma_k}$$

Далее насыщенный образец взвешивают в керосине ($P_{кк}$).

Разность весов насыщенного образца в воздухе и в керосине, деленная на удельный вес керосина, дает его объем:

$$V_{обр} = \frac{P_x - P_{кк}}{\gamma_k}$$

Отношение V_n и $V_{обр}$ определяет коэффициент пористости насыщения:

$$m = \frac{V_n}{V_{обр}}, \quad V_n = \frac{P_x - P}{\gamma_k}, \quad V_{обр} = \frac{P_x - P_{кк}}{\gamma_k}, \quad m = \frac{P_x - P}{P_x - P_{кк}} \cdot 100\%$$

Из полученной формулы видно, что коэффициент пористости не зависит от удельного веса жидкости. В крупнозернистых и особенно слабосцементированных песчаниках коэффициенты абсолютной пористости и пористости насыщения почти совпадают. Метод Преображенского широко применяется для цементированных пород.

Раздел 3 «Результаты работ» В приложениях В, Г приводятся каротажные материалы по скважинам № 3, 4 соответственно, в сопоставлении с данными комплексной интерпретации выполненных исследований.

Интерпретация данных геофизических исследований скважин №3, 4 производилась по комплексу методов, которые были представлены во 2-ом разделе данной работы.

Коллекторы были выделены на основе качественных признаков, обусловленных проникновением фильтрата бурового раствора в пласты и формированием при этом глинистой корки и зоны проникновения,

отрицательной аномалии ПС, низких показаний на диаграммах ГК и количественного критерия – граничного значения пористости $K_{п}^{ГР}$.

При отсутствии корреляционной зависимости между проницаемостью и пористостью по данным исследования керна величина граничного значения пористости ($K_{п}^{ГР}$), равная 0,206, принята по аналогии с песчаными отложениями мелового возраста западно-казахстанского месторождения Молдабек, представленными также, как и на Южно-Узеньском месторождении, слабосцементированными песчаниками, алевролитами и песками.

Пористость песчаных коллекторов определялась по НГК.

Нефтенасыщенность коллекторов определялась с использованием петрофизических зависимостей, установленных для песчаных коллекторов месторождения Молдабек:

$$R_{п} = 0,9988 (K_{п})^{-1,8288}, \text{ коэффициент корреляции } (r) \text{ равен } -0,807;$$

$$R_{п} = 0,941 (K_{в})^{-1,831}, r = -0,967.$$

В результате интерпретации материалов ГИС были получены следующие данные 3 и 4 соответственно, смотреть таблицу 1 и таблицу 2.

Таблица 1 – Результаты интерпретаций материалов ГИС по скважине №3.

Скв.	Пласт	Границы пропластков		Толщина пропластка, м	Сопротивление пласта, Ом*м по БК*	Коэффициент пористости, %		Коэффициент нефтегазонасыщенности, %		Характер насыщения	Примечание
		кровля, глубина абс. отг., м	подошва, глубина абс. отг., м			по электрическим методам	по радиоактивным методам	по электрическим методам	по радиоактивным методам		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	K _{1al1}	<u>786,8</u> -713,4	<u>788,2</u> -714,8	1,4	5,51	—	0,309	0,803	—	нефть	
		<u>788,2</u> -714,8	<u>789,7</u> -716,3	1,5	5,48	—	0,292	0,791	—	нефть	
		<u>789,7</u> -716,3	<u>792</u> -718,6	2,3	6,58	—	0,313	0,824	—	нефть	
		<u>792</u> -718,6	<u>793,9</u> -720,5	1,9	5,29	—	0,276	0,774	—	нефть	
		<u>793,9</u> -720,5	<u>795</u> -721,6	1,1	4,93	—	0,272	0,762	—	нефть	
		<u>801,7</u> -728,3	<u>802,6</u> -729,2	0,9	5,0	—	0,274	0,788	—	нефть	

	K _{1a}	<u>986,6</u> -913,2	<u>988,7</u> -915,3	2,1	13,08	—	0,262	0,855	—	нефть	
		<u>988,7</u> -915,3	<u>991,2</u> -917,8	2,5	23,33	—	0,241	0,885	—	нефть	
		<u>991,2</u> -917,8	<u>995,7</u> -922,3	4,5	23,15	—	0,258	0,892	—	нефть	

Таблица 2 – Результаты интерпретаций материалов ГИС по скважине №4.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	K _{1a1}	<u>792,4</u> -717,4	<u>793,4</u> -718,4	1,0	3,54	—	0,288	0,731	—	нефть	
		<u>793,4</u> -718,4	<u>795,2</u> -720,2	1,8	3,1	—	0,317	0,737	—	нефть	
		<u>795,2</u> -720,2	<u>796,9</u> -721,9	1,7	3,5	—	0,323	0,758	—	нефть	
		<u>796,9</u> -721,9	<u>797,8</u> -722,8	0,9	2,91	—	0,304	0,716	—	нефть	
		<u>797,8</u> -722,8	<u>799,6</u> -724,6	1,8	3,06	—	0,284	0,704	—	нефть	
		<u>799,6</u> -724,6	<u>800,8</u> -725,8	1,2	2,82	—	0,302	0,709	—	нефть	
	K _{1a}	<u>1030,2</u> -955,2	<u>1031,4</u> -956,4	1,2	7,57	—	0,264	0,806	—	нефть	
		<u>1032,1</u> -957,1	<u>1035,4</u> -960,4	3,3	14,01	—	0,254	0,856	—	нефть	
		<u>1035,4</u> -960,4	<u>1037</u> -962	1,6	24,19	—	0,264	0,897	—	нефть	
		<u>1037</u> -962	<u>1039,4</u> -964,4	2,4	10,75	—	0,285	0,852	—	нефть	

Вынос керна по пластам K_{1a1} и K_{1a} по скважине №4 составляет 6,0м и 7,3м при этом нефтенасыщенные части пластов занимают 71,4% и 62,4%, что является очень хорошим показателем для продуктивного пласта.

На отобранных образцах керна выполнены измерения следующих физических свойств песчаных пород-коллекторов:

- открытая пористость;
- объемная и минералогическая плотность;
- газопроницаемость;
- коэффициенты водонасыщенности и нефтенасыщенности;
- гранулометрический состав;
- коэффициент вытеснения;
- фазовые и относительные проницаемости.

При анализах кернa по определению вышеуказанных физических свойств песчаных пород-коллекторов применялись современные методы и стандартная аппаратура.

Для определения проницаемости, коэффициента вытеснения нефти водой, фазовых и относительных проницаемостей использовалась установка УИПК-1М по ТУ 38.11011-80, позволяющая измерять проницаемость в термобарических условиях при горном давлении до 60МПа.

Согласно данным кернa в скважине №4, коллекторы представлены слабосцементированными алевритистыми песчаниками и песками. Пористость и проницаемость его равны 0,284 и 0,15288 мкм², обратите внимание на таблицы 4 и 5 соответственно.

По продуктивному пласту К_{1а}, Пористость колеблется в пределах 0,245 – 0,458 и проницаемость по 2^м определениям изменяется от 0,34469мкм² до 0,64186мкм².

Покрышками для продуктивных пластов являются глинистые непроницаемые породы.

Коэффициент вытеснения нефти водой определялся только для продуктивного пласта К_{1а} по 5^{ти} образцам кернa с пористостью 0,29 – 0,316 и проницаемостью 344,69 – 1039,8мд. Средние значения этих параметров составляют соответственно 0,307 и 722,6мд. Коэффициент вытеснения колеблется в пределах 0,6219 – 0,723 при среднем значении 0,67. По этой же коллекции образцов кернa были определены фазовые и относительные проницаемости песчаных коллекторов в зависимости от их водонасыщенности.

Была построена корреляционная схема по скважинам 3 и 4, приложение Е. На ней видно, что с востока на запад соляной купол прорывает пласты, и в скважине №3 из разреза выпадают три отдела юрской системы: оксфорд + кимериджский, келловейский и байосский. Следовательно скважина №3 пробурена на антиклинальном перегибе, так как продуктивный пласт К_{1а1} в скважине №3 составляет 15,8 м, а в скважине №4 7,2 м, что составляет

разницу в 7,4м, а коэффициент их пористости примерно равен. В продуктивном пласте K_{1a} в скважинах №3 и №4 мощность соответственно равна 9,1м и 9,6м, разница в мощностях незначительна и составляет 0,5м, коэффициент пористости примерно одинаков.

Заключение. В работе проанализированы материалы, полученные автором в период прохождения производственной практики в ООО «ГЕО Инжиниринг Сервис». Исследования выполнены с целью выделения геофизических особенностей пластов коллекторов нижнемеловых отложений Прикаспийской синеклизы (скважины №3 и №4) и определения их коллекторских свойств по данным керна и ГИС на территории месторождения N.

Подводя итоги изложенного, заметим, что месторождение N расположено в экономически выгодной территории, оно расположено в 43 км на СЗ от райцентра г.Новоузенск, г.Саратов – областной центр удален на 220км к СЗ от участка работ. На СВ и востоке, в непосредственной близости к участку работ, протекает река Бол. Узень. В тектоническом плане месторождение расположено в северо-западной части Прикаспийской впадины в области развития солянокупольной тектоники, приложение А.

Геологический разрез в пределах месторождения N представлен отложениями нижнепермской, триасовой, юрской, меловой, палеоген-неогеновой и четвертичной систем.

Интерпретация данных комплекса промыслово-геофизических исследований скважин №3 и 4 производилась, в интервале глубин от 30 м до 1082 м и от 30м до 1324 м соответственно.

В интерпретации участвовали каротажные диаграммы, полученные по скважинам № 3, 4 включающие потенциал-зонд, потенциал собственной поляризации, гамма-каротаж, а также нейтронный гамма каротаж.

По результатам интерпретации данных ГИС были решены следующие задачи (таблицу 1):

- выполнено литологическое расчленение разрезов исследованных скважин;

- произведено выделение эффективных толщин пластов-коллекторов;

- оценён характер насыщения перспективных интервалов.

Результаты исследований в скважинах № 3, 4 и результаты интерпретации приведены в приложениях В, Г.

Вынос керн по пластам K_{1a1} и K_{1a} по скважине №4 составляет 6,0м и 7,3м при этом нефтенасыщенные части пластов занимают 71,4% и 62,4%, что является очень хорошим показателем для продуктивного пласта и позволяет адекватно оценить петрофизические свойства исследуемых пластов по керну (таблица 3).

На отобранных образцах керн были выполнены измерения следующих физических свойств песчаных пород-коллекторов:

- открытая пористость;
- объемная и минералогическая плотность;
- газопроницаемость;
- коэффициенты водонасыщенности и нефтенасыщенности;
- гранулометрический состав;
- коэффициент вытеснения;
- фазовые и относительные проницаемости.

Все эти параметры могут быть успешно использованы при подсчёте запасов углеводородного сырья исследуемого месторождения.