

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

Кафедра геофизики

**«Выделение зон пористо-проницаемых пород методами ГИС для закачки
промстоков на Матвеевском месторождении»**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
(направление 05.04.01 геология)
геологического ф-та
Слесарева Александра Александровича

Научный руководитель
к.г.-м.н., доцент

Зав. кафедрой
к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

К.Б.Головин

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2019

Введение. Магистерская работа посвящена актуальной проблеме связанной с экологически безопасной утилизацией промыслово-сточных вод. В результате сформирована основная цель данной магистерской «Выделение зон пористо-проницаемых пород методами ГИС для закачки промстоков на Матвеевском месторождении», а также определение их фильтрационно-емкостных свойств по данным ГИС.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

- собрать необходимый для работы геолого-геофизический материал по Матвеевскому месторождению;
- изучить комплекс методов ГИС, выполненных в скважинах Матвеевского месторождения;
- выбрать методику интерпретации данных ГИС для выделения коллекторов и определения значений фильтрационно-емкостных параметров;
- следуя выбранной методике вычислить фильтрационно-емкостные параметры в выделенных коллекторах;
- по полученным данным определить возможность закачки в рассматриваемый пласт промышленных стоков.

Магистерская работа написана по материалам, собранным в ОАО «Саратовнефтегаз».

Выпускная магистерская работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка используемых источников, включающего 12 источников.

Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района» содержит 4 подраздела. **Подраздел 1.1 «Общие сведения»** содержит общие сведения о месторождении, его административном местоположении. **Подраздел «1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика»** содержит сведения о литолого-стратиграфической характеристике района. **Подраздел 1.3 «Сведения о тектоническом строении»** содержит сведения о тектоническом строении района. **Подраздел 1.4 «Нефтегазоносность»** содержит сведения о нефтегазоносных комплексах исследуемой территории.

Раздел 2 «Методика работ» содержит семь подразделов. **Подраздел 2.1 «Комплекс, объем, интервалы и виды выполненных геофизических исследований, качество полученных материалов»** содержит сведения о проведении комплекса ГИС на исследуемой территории. **Подраздел 2.2 «Радиоактивные методы каротажа»** содержит общие сведения радиоактивного каротажа. **Подраздел 2.3 «Акустический каротаж»** содержит общие сведения акустического каротажа. **Подраздел 2.4 «Кавернометрия»** содержит общие сведения метода кавернометрии. **Подраздел 2.5 «Электрические методы исследования скважин»** содержит общие сведения электрического каротажа. **Подраздел 2.6 «Методика интерпретации данных ГИС»** содержит методики проведения интерпретации данных ГИС. **Подраздел 2.7 «Определение фильтрационно-емкостных свойств»** содержит общие сведения определения ФЕС.

Раздел 3 «Результаты работ » содержит четыре подраздела. **Подраздел 3.1 «Выделение коллекторов и определение их эффективных толщин»** содержит сведения о выделенных коллекторах и определение их эффективных толщин, с использованием прямых качественных и косвенных количественных признаков согласно общепринятой методике. **Подраздел 3.2 «Литологическое расчленение разреза»** содержит сведения о литологическом строении изучаемого участка. **Подраздел 3.3 «Определение коэффициентов пористости и глинистости»** содержит сведения о комплексировании методов НГК и АК, в результате комплексирования этих двух методов, было определено значение среднеквадратической пористости. Определение глинистости проводилось по данным ГК. **Подраздел 3.4 «Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности»** содержит сведения о расчёте коэффициентов нефтегазонасыщенности базирующимся на петрофизических зависимостях.

Работа изложена на 74 стр., содержит 4 таблицы, 16 формул, 26 рисунков и 2 приложения.

Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района». В административном отношении Матвеевское месторождение расположено на территории Волжского района г.Саратова, Зеленого острова и находится в пределах одноименного участка недр.

Геологический разрез Матвеевского месторождения сложен мощной толщей палеозойско-кайнозойского чехла, в строении которого принимают участие породы палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов.

В результате размыва в разрезе полностью отсутствуют отложения кембрия, ордовика, силура, а также пермской, триасовой, палеогеновой и неогеновой систем. Наиболее древние отложения - это породы эмского яруса нижнего девона.

В тектоническом отношении район Саратовского Правобережья располагается в юго - восточной части Русской платформы.

Из структур 1-го порядка здесь развиты главным образом Ульяновско-Саратовская и Рязано-Саратовская впадины, южные части которых занимают большую центральную часть площади. Кроме этих отрицательных структурных элементов сюда входят Токмовский свод, своим юго-восточным окончанием в северо-западной части территории, а также Жигулевско-Пугачевский свод. Последний на Правобережье представлен только своим западным склоном.

Матвеевское газонефтяное месторождение, открытое в 1948 г., является многопластовым. Всего выявлено 12 промышленных залежей. С целью закачки промышленных стоков рассматривается пласт С2см-рк черемшано-прикамского горизонта.

Раздел 2 «Методика работ. По состоянию на 01.01.2019 г. всего на Матвеевском месторождении пробурено 154 скважины. Скважины №№191, 179, 176, 127, 150, 156 Матвеевского месторождения были пробурены в период с 1954 по 1989 год. Комплекс ГИС выполнен в соответствии с действующими на период исследований нормативными документами.

В скважинах №№ 176, 179, 191 проведен полный детальный комплекс, в частности, в обязательном порядке:

- радиоактивный каротаж (НГК, ГК);
- электрокаротаж (ИК, БК, МБК, ПС, ПЗ, МГЗ, МПЗ);
- кавернометрия (ДС);
- акустический каротаж (ДТ).

В скважине №127 проводились следующие методы:

- радиоактивный каротаж (НГК, ГК);
- кавернометрия (ДС);
- электрокаротаж (ПС, ПЗ).

В скважинах №№ 150, 156, из методов ГИС присутствуют только:

- электрокаротаж (ПС, ПЗ);
- кавернометрия (ДС).

Выделение коллекторов в разрезах скважин осуществлялось по прямым и косвенным качественным признакам.

Прямые качественные признаки порового коллектора обусловлены проникновением в пласты фильтрата ПЖ и формированием со временем возникающей при этом зоны проникновения.

К качественным признакам относятся:

- отрицательная аномалия кривой ПС (малоинформативный фактор для карбонатных коллекторов);
- сужение ствола скважины против коллекторов, благодаря образованию глинистой корки на границе скважина-порода, уменьшению диаметра скважины по отношению к номинальному, фиксируемое на кавернограмме;
- наличие положительного приращения значений кажущего сопротивления на диаграммах микропотенциал зонда по сравнению с микроградиент зондом ($\rho_{К.МПЗ} > \rho_{К.МГЗ}$);

- наличие радиального градиента электросопротивлений на зондах с различной глубиной исследования.

Косвенные качественные признаки сопутствуют прямым признакам и характеризуют породы, которые по своим емкостным свойствам и чистоте минерального скелета могут принадлежать к коллекторам. К этим признакам относятся:

- низкие показания НГК относительно вмещающих пород;
- низкие и пониженные показания на кривой гамма-каротажа (ГК).

Расхождение значений электросопротивлений ρ_K на микропотенциал и микроградиент зондах ($\rho_{K.MПЗ} > \rho_{K.MГЗ}$) четко прослеживается на каротажных кривых скважин №179, хуже выражены в случае скважин №№176, 191. Остается последний прямой признак коллектора – наличие радиального градиента электросопротивлений на зондах с различной глубиной исследования (по радиусу от оси скважины) – присутствует на диаграммах БК, МБК. Используя метод НГК, БК и МБК в карбонатах скважины №179 были выделены пласты-коллекторы. Применение ГК имеет вспомогательное значение для выделения коллекторов. Выделенные пласты-коллекторы черемшано-прикамского возраста характеризуются низкими показаниями кривой ГК, соответственно, не высокими коэффициентами глинистости. В качестве количественного критерия использовались граничные значения коэффициентов пористости ($K_{пГР}$), равное 3 %.

Литологическое расчленение разреза основано на изучении кернового материала, в основном разрез представлен известняками в разной степени заглинизированными. Процент доломитизации не значителен и им можно пренебречь при дальнейшей обработке.

Оценка коэффициента пористости продуктивных отложений пластов С2см-рк черемшано-прикамского горизонта Матвеевского месторождения проводилась по данным количественной интерпретации ГИС. Радиоактивный каротаж является одним из основных методов определения

пористости. Определение пористости по РК производится по общепринятой формуле 1:

$$K_p = W \square K_{гл} * \square_{гл} + K_{плит} \quad (1)$$

Определение коэффициента пористости коллекторов по акустическому каротажу. Для оценки коэффициента пористости в продуктивных пластах использовалось уравнение среднего времени используется формула 2:

$$K_p = \frac{(\Delta T - \Delta T_{ск})}{(\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск})} - K_{гл} * \frac{(\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск})}{(\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск})} \quad (2)$$

Для подсчета коэффициента общей пористости принимается среднеквадратическая пористость, рассчитанная по формуле 3:

$$K_{пприн} = \sqrt{(K_{пНГК}^2 + K_{пАК}^2)/2} \quad (3)$$

Характер насыщения коллекторов определялся на основании анализа материалов ГИС, результатов испытаний и опробований.

Расчёт коэффициентов газонасыщенности реализовался стандартным способом, базирующимся на петрофизических зависимостях относительного сопротивления (R_p) от пористости (K_p) и коэффициента увеличения сопротивления (R_n) от водонасыщенности (K_v).

Основное уравнение, представляющее уравнение баланса флюидов, представлено в формуле 4:

$$K_{нг} = 1 - K_v \quad (4)$$

Раздел 3 «Результаты работ». Подземное захоронение вод должно соответствовать благоприятным для этого геоэкологическим, геологическим, гидрогеологическим условиям. Они предопределены чередованием в геологическом разрезе пластов-коллекторов (водоносных) и практически непроницаемых пластов – флюидоупоров. Необходим рабочий поглощающий горизонт-приемник и резервный горизонт. Поглощающий рабочий горизонт должен быть надежно изолирован и выдержан по мощности регионально-вытянутым водоупором от вышележащих водоносных горизонтов. По международным стандартам захоронение должно проводиться на глубину от

600 – 700 до 2900 – 3000 м.

Учитывая предъявляемые требования в пределах Матвеевского месторождения, был выбран черемшано-прикамский (C2cm-pk) горизонт. В качестве регионального водоупора выступают верейско-мелекесские (C2vr – C2mk) отложения, представленные песчаниками и глинами. В качестве резервного выбран протвинский водоносный горизонт (C1pr), в который ранее проводилась закачка. Нижним водоупором является глинистая толща тульского горизонта (C1tl). Отложения горизонта представлены известняками. Мощность варьируется от 30 до 46 м.

Проведено выделение коллекторов по всей имеющейся в наличии информации. Выделение коллекторов производилось по комплексу геофизических методов с использованием прямых качественных и косвенных количественных признаков согласно общепринятой методике. Первоначально выделены коллекторы в скважинах №176, 179, 191. Затем выделение коллекторов проведено по скважине №127, где имеются замеры: ГК, НГК, ПС, кавернометрии.

Полученные данные обобщены и по результатам обобщения окончательно определены интервалы коллекторов в перечисленных скважинах и, путем корреляции, выделены возможные коллекторы в скважинах №№150 и 156. В приложении Б представлена схема корреляции по всем имеющимся скважинам.

Для корреляции коллекторов использовались кривые ПС и ПЗ, замеры которых имелись по всем скважинам.

Литологическое расчленение разреза основано на изучении кернового материала, в основном разрез представлен известняками в разной степени заглинизированными. Процент доломитизации не значителен и им можно пренебречь при дальнейшей обработке.

Определение коэффициента пористости проведено по данным НГК по известной методике двойного разностного параметра в скважинах №№ 176,

179, 191, 127, а также по АК в скважинах №№ 176, 179, 191. В результате комплексирования этих двух методов, было определено значение среднеквадратической пористости. Также определена величина средневзвешенного по площади параметра K_p , равная 8,5. Коллектору в скважинах №№150 и 156 присвоено то же значение средневзвешенного параметра.

Для оценки глинистости коллекторов использовались данные ГК. Значения K_p и $K_{гп}$ приведены в таблице №4.

Расчёт коэффициентов нефтегазонасыщенности реализовался стандартным способом, базирующимся на петрофизических зависимостях относительного сопротивления (R_p) от пористости (K_p) и коэффициента увеличения сопротивления (R_n) от водонасыщенности (K_v). Средневзвешенный по площади параметр $K_{нг} = 82,4$.

Таблица 4 – Сведения о пластах-коллекторах, эффективных толщинах, результаты интерпретации материалов ГИС

Пласт	№ скв.	Интервалзалегаия коллектора, м		Толщина эфф., м	Литология	Тип коллектора	УЭС пласта, Ом м	НГК, усл.ед.	ГК, мкР/ч	КглГК, %	КпНГК, %	КпАК, %	Кпобщ	Кг, %	Кпр, мД
		кровля	подошва												
C ₂ см-рк	191	742.8	744.3	1.5	известняк	смешанный	113.7	3.4	4.4	0.3	4.5	5.3	4.5	59.0	0.33
		745.0	746.3	1.3	известняк	смешанный	87.9	3.22	4.3	0.4	6.2	6.6	5.6	69.2	2.80
		748.8	750.0	1.2	известняк	смешанный	73.6	3.1	4.25	4	6.7	9	7.4	68.5	4.90
		751.5	754.0	2.5	известняк	смешанный	86.1	2.83	5	1.9	8.8	15.9	12.2	81.0	103.31
		755.0	758.5	3.5	известняк	смешанный	67.4	2.8	4.3	0.9	9.3	9.3	8.3	79.5	3.24
	179	811.2	815.4	4.2	известняк	смешанный	39.0	2.2	3.5	0.5	12.0	16	13	79.1	38.07
		820.0	821.3	1.3	известняк	смешанный	67.0	2.7	3.6	0.4	5.2	8.8	6.9	51.1	1.06
		822.1	825.2	3.1	известняк	смешанный	50.1	2.4	3.9	1.7	8.2	9.5	8.1	69.7	6.64
		826.9	827.9	1.0	известняк	смешанный	170.0	2.8	3.9	1.5	4.1	8.7	6.6	64.4	0.39
		828.5	830.2	1.6	известняк	смешанный	73.4	2.73	4.3	2.2	4.3	8.9	6.8	39.9	0.72
	176	776.4	778.3	1.9	известняк	смешанный	135.7	2.65	3.4	0.4	10.7	21.3	16.1	89.7	255.02
		781.2	783.2	2.0	известняк	смешанный	90.4	3.21	3.8	1.3	4.2	19.9	14.3	46.7	6.07
		783.9	785.9	2.0	известняк	смешанный	94.3	2.6	4.55	4.5	10.5	15.7	12.2	86.4	334.05
		785.9	789.9	4.0	известняк	смешанный	112.3	3.25	3.6	0.4	4.0	9.3	7	50.6	3.28
		789.9	792.4	2.5	известняк	смешанный	44.8	2.65	3.65	0.9	10.3	14.6	11.6	76.4	54.69
		792.4	793.7	1.3	известняк	смешанный	76.4	3.2	3.7	0.9	4.1	14.6	10.6	37.3	1.38
		793.7	796.9	3.2	известняк	смешанный	110.0	3.1	3.6	0.5	4.6	16	11.6	59.2	6.70
	127	758.5	762.0	3.5	известняк	смешанный	186.7	1.95	3.4	1.2	4.0		4.0	64.8	0.55
		764.5	767.4	2.9	известняк	смешанный	134.7	1.85	3.7	2.7	5.0		5.0	68.5	0.55
		774.0	777.4	3.4	известняк	смешанный	130.0	1.73	3.7	2.9	8.0		8.0	83.9	0.93
	150	797.0	800.0	3.0	известняк	смешанный	50.0						8.5	72.7	8.58
		806.0	817.0	11.0	известняк	смешанный	39.0						8.5	72.7	8.58
	156	805.5	808.0	2.5	известняк	смешанный	58.5						8.5	72.7	8.58
		812.0	813.8	1.8	известняк	смешанный	77.9						8.5	72.7	8.58
		815.0	823.0	8.0	известняк	смешанный	65.1						8.5	72.7	8.58