

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

Кафедра геофизики

**Оценка емкостных характеристик коллекторов клинцовского возраста
Южного месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
направление 05.04.01 геология
профиль «Геофизика при поисках нефтегазовых месторождений»
геологического ф-та
Белоуса Евгения Дмитриевича

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

дата, подпись

М.В. Калиникова

Заведующий кафедрой
К. г.- м.н., доцент

дата, подпись

Е.Н. Волкова

Саратов 2022 год

Введение. Тема работы является достаточно актуальной на сегодняшний день, так как посвящена проблеме исследования фильтрационно-емкостных свойств горных пород, что определяет способность коллекторов вмещать и фильтровать флюиды. Новизна исследования заключается в анализе емкостных свойств коллекторов клинцовского возраста на Южном месторождении, так же построение карты коэффициента пористости средневзвешенного для месторождения в целом ранее не было проведено. Целью данной работы является определение и анализ емкостных свойств коллектора клинцовского возраста. Фильтрационно-емкостные свойства пород - это свойства, которые определяются при помощи основных физических параметров: пористость, проницаемость и водонасыщенность.

Они определяют способность коллекторов вмещать и фильтровать флюиды, движение которых может происходить либо вследствие естественных процессов (миграции углеводородов), либо в результате деятельности человека, связанной с извлечением полезных ископаемых и эксплуатацией гидротехнических сооружений, с помощью них мы повышаем разработку, поэтому емкостные свойства играют большую роль .

Задачами этой работы является изучение площади исследуемого объекта, методики емкостных свойств, выделение коллекторов : определение характера насыщения, распространение емкостных свойств по горизонтали и по вертикали.

Количество разделов : 3

1. Геолого-геофизическая характеристика территории исследования
2. Методика исследования
3. Результаты исследования

Основное содержание работы. В административном отношении Южное месторождение расположено в Энгельсском районе Саратовской области в пределах Южного ЛУ.

Площадь участка недр составляет 4 км².

В границах Южного участка недр расположен населенный пункт п. Ясеновка, в непосредственной близости населенные пункты отсутствуют. Мелкие поселки связаны между собой и с другими поселками сельского типа большей частью грунтовыми и полевыми дорогами.

Литологическое описание геологического разреза выполнено на основании материалов бурения глубоких скважин на Южной площади.

Описание литолого-стратиграфического разреза Южного участка недр ведётся в стратиграфической последовательности снизу-вверх согласно Системе стратиграфического расчленения осадочного чехла Саратовской области, утверждённой Поволжской секцией регионального межведомственного стратиграфического комитета, 1998 г. и Стратиграфического комитета, 2006 г.

В геологическом строении Южного участка недр принимают участие породы девонского, каменноугольного, юрского, мелового, неогенового и четвертичных возрастов.

Наиболее глубокими отложениями, вскрытыми скважинами Южного месторождения, являются отложения эмского яруса нижнего девона.

В тектоническом отношении Южный участок недр приурочен к Степновскому сложному валу, который является крупной положительной структурой в центральной части Рязано-Саратовского прогиба, формировавшегося над рифейским Пачелмским авлакогеном.

Согласно общепринятому нефтегазогеологическому районированию Южная площадь находится в пределах Нижне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В непосредственной близости от границ участка работ расположены месторождения Грязнушинское, Заречное, Звездное, Алексеевское и другие месторождения.

Согласно утвержденному подсчету запасов 1979 года, нефтегазоносность Южного месторождения связана с терригенными отложения воробьевского горизонта живетского яруса (пласт D2vor), а также терригенными отложениями клинцовского горизонта эйфельского яруса (пласты I и II). Пласт D2k1 клинцовского горизонта сложен песчаниками светло- и темно-серыми, разнозернистыми, плотными, крепкими, с прослоями алевролитов зеленовато-серых. Покрышками являются плотные известняки мосоловского горизонта и подстилающие пласт нижележащие глины и аргиллиты. Геофизические исследования скважин (ГИС) — это совокупность физических методов, предназначенных для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах. Традиционно к ГИС относят также изучение технического состояния скважин, опробование пластов и отбор проб из стенок скважин, перфорацию и торпедирование и др. Геофизические исследования скважин делятся на две весьма обширные группы методов – методы каротажа и методы скважинной геофизики. Геофизические исследования, предназначенные для изучения горных пород, непосредственно примыкающих к стволу скважины, называют каротажем, совокупность методов каротажа, применяемых в нефтегазовых скважинах — промысловой геофизикой. Методы ГИС, служащие для изучения межскважинного пространства, называют скважинной геофизикой. Параметры искусственных и естественных физических полей в скважине связаны с физическими свойствами горных пород, находящихся в околоскважинном и межскважинном пространствах. В свою очередь физические свойства пород отражают литологические, фациальные, коллекторские, структурно-текстурные и другие характеристики. Нахождение

параметров поля в скважине по заданным параметрам его источников и характеристикам среды называют прямой задачей ГИС. На практике, напротив, по измеренным в скважине параметрам поля определяют характеристики среды, т. е. решают обратную задачу. В основе любого метода скважинной геофизики лежит регистрация параметров соответствующего поля, несущего информацию не только физических свойствах горных пород, но и об условиях измерения, таких как температура и давление в скважине, ее диаметр, свойства промывочной жидкости и т.п. Поэтому измеряемый геофизический параметр (электрическое сопротивление, потенциал самопроизвольной поляризации, естественная радиоактивность и др.) не является истинным, характерным для естественного залегания горных пород.

Для того чтобы получить значение истинного физического параметра необходимо внести поправки в регистрируемый, что составляет смысл геофизической интерпретации данных каротажа. Полученные в результате геофизической интерпретации исправленные величины свободны от влияния условий проведения измерений и условий вскрытия пласта и являются характеристиками породы, позволяющими сравнивать их между собой. Объектом для интерпретации являются терригенные отложения клинцовского горизонта.

Выделение коллекторов в разрезе скважины осуществлялось по прямым качественным и косвенным признакам, с привлечением данных результатов опробования.

Прямые качественные признаки порового коллектора обусловлены проникновением в пласты фильтра ПЖ и формированием во времени возникающей при этом зоны проникновения.

К качественным признакам относятся:

- отрицательная аномалия кривой ПС;

□ сужение ствола скважины против коллекторов, благодаря образованию глинистой корки на границе скважина-порода, уменьшению диаметра скважины по отношению к номинальному, фиксируемое на кавернограмме;

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:

- относительно не высокие показания НГК по отношению к плотным известнякам;

- низкие и пониженные показания на кривой гамма-каротажа (ГК).

С учетом вышеперечисленных признаков коллекторов, терригенные песчаники клинцовского горизонта уверенно выделяются среди вмещающих глинистых и карбонатных пород по диаграммам самопроизвольной поляризации (ПС), радиоактивного каротажа (ГК и НГК), кавернометрии (КВ).

При выделении коллекторов были привлечены данные результатов опробования и освоения скважины №20 Южного месторождения, являющиеся так же прямым качественным признаком.

В процессе проведения перфорации в скважине №20 в интервале залегания клинцовского горизонта на глубине 2170,0-2173,0м (абс.отм. минус 2100,4-2103,4м) был получен приток нефти с дебитом на 4 мм штуцере 31,2 м³/сутки, обводненность 0%. Результаты опробования, подтверждают наличие нефтяной залежи в I пласте клинцовском (морсовском) горизонте.

Косвенные количественные критерии коллекторов, базируются на статистической совокупности значений параметров, разделяющих все пласты на два класса – коллекторы и неколлекторы, а именно значения различных геофизических параметров, соответствующих границе коллектор-неколлектор.

В качестве таких параметров используют коэффициент проницаемости, пористости, а также различные параметры глинистости – $\alpha_{пс}$ и $\alpha_{гк}$. За количественный критерий в терригенной части клинцовских отложений принимался относительный параметр $\alpha_{пс}$ равный 0,3, установленный как среднестатистический параметр, полученный в результате многочисленных исследований керна, отобранного из скважин, пробуренных на территории Саратовского Поволжья. При нейтронном каротаже изучается эффект взаимодействия потока нейтронов с ядрами элементов горных пород. Исследования ведутся при помощи глубинного прибора, содержащего источник нейтронов и индикатор нейтронов. Нейтроны не имеют электрического заряда, не ионизируют среду и, следовательно, не теряют энергии при взаимодействии с электрическими зарядами электронов и ядер. Этим объясняется высокая проникающая способность нейтрона.

Во всех горных породах в небольших количествах присутствуют радиоактивные элементы. Содержание радиоактивных элементов в различных горных породах, а, следовательно, и интенсивность испускаемых ими ядерных излучений различны. Поэтому, регистрируя их, можно судить о типе горных пород, пройденных скважиной. Метод исследования геологического разреза скважин, основанный на регистрации излучений, испускаемых естественно радиоактивными элементами горных пород, носит название метода естественной радиоактивности. Поскольку обычно альфа- и бета-лучи, имеющие малый пробег в веществе полностью поглощаются буровым раствором и корпусом скважинного снаряда, а индикатора достигают лишь гамма-лучи, этот метод называют также гамма-методом и сокращенно обозначают ГМ(ГК). Определение величины глинистости необходимо при интерпретации данных электрических, нейтронных и акустических методов исследования скважин, так как содержание в породе глинистых материалов определяет в значительной мере эффективную пористость, проницаемость, способность к набуханию коллектора.

Наиболее широко распространено понимание глинистости как относительного содержания пелитовой фракции, максимальный размер зерен которой изменяется от 0,001 до 0,01 мм. Уже одно это вносит неопределенность в понятие «глинистость»; причем эта неопределенность возрастает из-за возможной дезинтеграции до упомянутых размеров зерен кварца и других неглинистых минералов. Кроме того, такое определение глинистости хотя и учитывает основную особенность глинистых пород - высокую дисперсность и адсорбционную способность, тем не менее «выпадает» из ряда литологических определений, основанных на оценке вещественного состава (пиритизация, доломитизация, ангидритизация и т.д.) по содержанию соответствующих минералов.

Под глинистостью понимается относительное массовое содержание глинистых минералов, определяемое по данным рентгеноминералогического анализа. Количественно глинистость характеризуется массовым содержанием C_m (массовая глинистость) в твердой фазе породы фракции $d < 0,01$ мм выражаемым в процентах (%) или долях единицы.

При исследованиях скважин методом потенциалов собственной поляризации (СП) изучают естественные электрические поля, возникающие в скважине и породах в результате физико-химических процессов диффузии солей в растворах электролитов, фильтрации жидкости, окислительно-восстановительных реакций. Эти процессы порождают потенциалы диффузионные, течения, окислительно - восстановительные. Главную роль в формировании естественных электрических полей в скважине, заполненной буровым раствором на водной основе, играют потенциалы диффузионного происхождения.

Исследования методом СП проводят, регистрируя диаграмму изменения по разрезу скважины разности потенциалов между электродом М, перемещающимся по стволу скважины, и электродом N, расположенным на земной поверхности близ устья скважины.

Диффузионная ЭДС

При непосредственном контакте растворов электролита различной концентрации на границе растворов в результате диффузии ионов, на которые диссоциирует электролит, из раствора большей концентрации в раствор меньшей, возникает двойной электрический слой с разностью потенциалов. Величину $\alpha_{спгр}$ устанавливают для изучаемого геологического объекта, сопоставляя $\alpha_{сп}$ с удельным коэффициентом продуктивности $\eta_{пр}$ для пластов, испытанных в различных скважинах, вскрывших этот объект. Статистически обрабатывая полученную совокупность точек, проводят линию регрессии, которая в своем продолжении отсекает на оси ординат значение $\alpha_{СПгр}$ соответствующее промышленно рентабельному значению $\eta_{пр}$.

При однородном составе глинистого цемента и постоянной минерализации пластовых вод в изучаемых продуктивных отложениях получают корреляционные связи $\alpha_{сп гр}$ с коэффициентами пористости K_p , глинистости $K_{гл}$ и проницаемости $K_{пр}$, которые используют для оценки по диаграммам $U_{сп}$ указанных параметров в породах-коллекторах.

Область применения метода СП ограничена необсаженными скважинами, пробуренными на РВО (раствор на водной основе) с пресным фильтратом бурового раствора ($R_f > r_v$). В скважинах с РВО, минерализация фильтрата которого близка к минерализации пластовых вод, диаграмма $U_{сп}$, как это ясно из

сказанного выше, неинформативна. В скважинах, пробуренных с РНО (раствор на нефтяной основе), кривую $U_{сп}$ получить невозможно.

Измерение кривой ПС производится обычно одновременно с записью кривой КС стандартным градиент- или потенциал зондом. Операция совместной регистрации кривых получила название стандартный электрический каротаж.

Форма и амплитуда отклонения кривой ПС зависят от различных факторов, влияющих на распределение силовых линий тока и падение потенциала в изучаемой среде – мощность пласта, диаметр скважины, сопротивления пласта, вмещающих пород, промывочной жидкости и пластовой воды, проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт и др. Величину амплитуды аномалий ПС $\Delta U_{\text{ПС}}$ отсчитывают от линии глин, называемой условно нулевой линией. Эта линия, которая обычно является прямой, проводится против мощных пластов глин, в которых амплитуда кривой ПС близка к величине ЭДС $E_{\text{ПС}}$, в тонких пластах – меньше $E_{\text{ПС}}$; чем меньше мощность пласта, тем больше различие между этими величинами. Границы мощного пласта ($h / d_c > 4$) отмечаются в точках, соответствующих половине амплитуды отклонения кривой ПС; границы тонких пластов смещены относительно половинной амплитуды отклонения кривой ПС к максимальному отклонению, и выделение границ тонких пластов по кривой ПС затруднено. Анализируя информацию по которой писалась магистерская работа нужно сказать следующее : Скважины Южного месторождения были пробурены в период 1965-1984 года. Бурение скважины осуществлялось долотом диаметром 216мм. Скважина бурилась на глинистом растворе с удельным весом 1,17 г/см³, вязкостью 40-50сек. Комплекс ГИС выполнен в масштабе глубин 1:500.

Стандартный метод включает в себя запись кривой КС потенциал-зондом N11,0M0,5A с одновременной записью кривой потенциалов собственной поляризации (ПС). Масштаб записи кривой зонда КС - 0.5, 2.5, 12.5 Омм/см, ПС – 7 мВ/см. Исследования выполнялись аппаратурой K1A-273. Масштаб записи 1:200 и 1:500. Скорость записи 1600 м/ч.

Радиоактивный метод, включающий запись диаграмм гамма-каротажа (ГК), нейтронного гамма-каротажа(НГК) в масштабе 1:500. Применялся скважинный прибор МАРК7-76. Скорость записи в продуктивных интервалах не превышала 400 м/час.

Кавернометрия. Измерения каверномером (тип прибора ПФ-73-М) производились в масштабе 1:200 и 1:500. Скорость записи 1500 м/час.

Акустический метод записан аппаратурой МАК-2. со скоростью регистрации 800 м/час, в масштабе 1:200.

Гамма-гамма плотностной метод (ГГМп) выполнен аппаратурой ГГК-2 в интервале 1100-2070м. Скорость регистрации кривой - 400 м/ч. Инклинометрия проводилась в скважинах для определения пространственного положения ствола скважины в точках через 20 и 25 метров.

В июле 2018 года в скважине №20 Южного, для определения характера насыщения коллекторов среднего и нижнего карбона были проведены замеры импульсного нейтрон-нейтронного метода (ИННК) и радиоактивный каротажа (НГК, ГК) в интервале глубин 2100-2180м. Скорость записи 150–300 м/час. Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж выполнен аппаратурой АИНК-43.

Комплекс, объем, интервалы и виды выполненных геофизических исследований по скважинам Южного месторождения приведены в таблице 1

Таблица 1- Выполненный комплекс промыслово-геофизических исследований в скважинах Южного месторождения

№ скв	ПС	ПЗ	ГЗ	РК (гк, нгк)	ДС	АК
20	30-2187	30-2187	30-2187	0-2183		

Технология проведения ГИС определялась поставленными геологическими задачами и требованиями технической инструкции. Геофизические исследования выполнялись серийными каротажными станциями, укомплектованными комплексными скважинными приборами. В основном, все виды исследований проводились в соответствии с «Технической инструкцией на проведение промыслово-геофизических исследований в скважинах».

Полученная информация в формате «las»-файлов обрабатывалась с использованием программного комплекса «Прайм». Для интерпретации материалов ГИС использовалась поточечная обработка с последующим осреднением значений по пластам. При интерпретации учитывались тип разреза, литологический состав коллектора, флюид, заполняющий поровое пространство породы, технология вскрытия пласта (технология приготовления и поддержания постоянного состава промывочной жидкости). Границы коллекторов и их насыщение определялись по результатам комплексной обработки материалов ГИС и геолого-промысловой информации.

Выполненный комплекс ГИС в скважинах и позволил решить основные задачи:

- провести литологическое расчленение разреза скважины;
- определить эффективную мощность коллекторов;
- оценить сопротивление пластов;
- определить коэффициенты пористости;
- определить коэффициенты газонасыщенности коллекторов;
- оценить характер насыщения.

Таблица 2 - Расчет средневзвешенной величины коэффициента пористости коллекторов Южного месторождения

№скв.	Интервал залегания		Интервал залегания		hн, м	Кп прин	Кп* Н	Кпсрвзв
	кровля	подошва	кровля	подошва				
20	2170.0	2173.7	-2100.4	-2104.1	3.7	18.3	67.7	
	2173.7	2175.0	-2104.1	-2105.4	1.3	14.4	18.7	
	2175.0	2176.9	-2105.4	-2107.3	1.9	16.4	31.2	
ИТОГО по пласту					6.9		117.6	17.0
39	2190.4	2194.0	-2118.4	-2122.0	3.6	15.4	55.4	
	2194.0	2197.2	-2122.0	-2125.2	3.2	19.6	62.7	
	2197.2	2200.5	-2125.2	-2128.5	3.3	16.0	52.8	
ИТОГО по пласту					10.1		171.0	16.9
43	2185.6	2188.5	-2119.5	-2122.4	2.9	17.2	49.9	
	2188.5	2190.1	-2122.4	-2124.0	1.6	20.9	33.4	
	2190.1	2194.6	-2124.0	-2128.5	4.5	17.5	78.8	
ИТОГО по пласту					9.0		162.1	18.0
44	2186.8	2188.6	-2118.1	-2119.9	1.8	16.2	29.2	
	2188.6	2190.2	-2119.9	-2121.5	1.6	12.1	21.8	
	2190.2	2193.1	-2121.5	-2124.4	2.9	17.7	28.3	
	2194.5	2197.2	-2125.8	-2128.5	2.7	19.0	55.1	
ИТОГО по пласту					9.0		134.4	14.9
49	2176.8	2179.6	-2111.3	-2114.1	2.8	12.6	35.3	
	2179.6	2181.3	-2114.1	-2115.8	1.7	13.1	22.3	
	2181.3	2183.8	-2115.8	-2118.3	2.5	15.6	39.0	
	2186.3	2189.8	-2120.8	-2124.3	3.5	18.8	65.8	
	2189.8	2191.5	-2124.3	-2126.0	1.7	15.2	25.8	
ИТОГО по пласту					12.2		188.2	15.4
51	2174.1	2178.6	-2110.8	-2115.3	4.5	15.0	67.5	
	2178.6	2183.2	-2115.3	-2119.9	4.6	20.6	94.8	
	2187.1	2190.9	-2123.8	-2127.6	3.8	16.4	62.3	
ИТОГО по пласту					12.9		224.6	17.4
ИТОГО по залежи					60.1		997.8	16.6

По средневзвешанному коэффициенту пористости была построена карта распространения пористости построенная в программном обеспечении Surfer 8.

Характер насыщения коллекторов определялся на основании анализа материалов ГИС, результатов опробования, проведенных в скважине №20 Южного месторождения.

Определение характера насыщения коллекторов и установление их промышленной нефтеносности основано на знании удельного электрического сопротивления породы в её неизменной части (незатронутой зоной проникновения фильтрата бурового раствора в пласт) и сравнении полученных значений с критическими величинами этого параметра.

Удельное электрическое сопротивление пласта-коллектора является одним из основных исходных геофизических параметров, который используется в дальнейшем для качественной оценки характера насыщения коллекторов, количественной оценки коэффициента нефтегазонасыщенности (КНГ) продуктивных пластов. Определение УЭС пластов в виду отсутствия методов ИК, БК и БКЗ проводилось по ПЗ.

Заключение. В ходе магистерской работы были проанализированы фильтрационно-емкостные свойства D2k1 горизонта на Южном месторождении. Была изучена площадь месторождения Южного, была изучена методика емкостных свойств, а именно физика процесса метода нейтронного гамма метода, физика процесса гамма метода и метода самопроизвольной поляризации. Отражено получение таких характеристик как коэффициент глинистости, пористости. была построена карта пористости по пласту D2k1. Весь выполненный комплекс исследований в скважинах использовавшийся на данной территории был отражен в таблицах. Данный комплекс ГИС позволил решить основные задачи :

- провести литологическое расчленение разреза скважины;
- определить эффективную мощность коллекторов;
- оценить сопротивление пластов;
- определить коэффициенты пористости;
- определить коэффициенты газонасыщенности коллекторов;

- оценить характер насыщения.

Так же в данной работе была описана методика интерпретации данных ГИС, описаны качественные и косвенные признаки коллектора