

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

Кафедра геофизики

**«Применение комплекса ГИРС для выделения продуктивных пластов
на примере Свинцового месторождения Удмуртской республики»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Никифорова Михаила Витальевича

Научный руководитель

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

К.Б. Головин

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2019

Введение. Геофизические исследования скважин (ГИС) — комплекс методов разведочной геофизики, используемых для изучения свойств горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах. А также для контроля технического состояния скважин.

Целью написания работы является выделение пластов коллекторов по данным ГТИ и ГИС, определение продуктивных интервалов и анализ эффективности использования комплекса геофизических исследований и работ в скважине (ГИРС), на примере одной из скважин Свинцового месторождения Удмуртской республики.

В процессе работы будут решаться задачи:

- Изучение методик: геолого-геохимических исследований, геофизических исследований скважин, люминесцентно-битуминозного анализа;
- Определение фоновых показаний ГТИ;
- Выделение аномальных зон;
- Определение перспективных интервалов;
- Определение характера насыщения.

Материалом для работы послужили данные геолого-геохимических исследований при строительстве эксплуатационной скважины № 15 Свинцового месторождения Удмуртской республики, собранные на преддипломной практике.

В структуру выпускной квалификационной работы входит три основных раздела: геолого-геофизическая характеристика района работ, методика работ, результаты работ.

Основное содержание работы. Раздел 1 Геолого-геофизическая характеристика района работ. Свинцовое нефтяное месторождение расположено на территории Воткинского и Шарканского районов Удмуртской Республики, в 4-15 км севернее г. Воткинск и в Пермском крае.

Осадочный чехол Свинцового месторождения вскрыт до глубины 2431 м (скважина 222Р), представлен породами нижнерифейского и вендского комплекса протерозойской группы, девонской, каменноугольной и пермской систем палеозойской группы и четвертичными образованиями. Кристаллический фундамент скважинами не вскрыт.

Нефтеносными являются карбонатные отложения верейского горизонта и башкирского яруса среднего карбона, терригенные отложения тульского, бобриковского и радаевского горизонтов нижнего карбона, карбонатные отложения турнейского яруса нижнего карбона и заволжского надгоризонта верхнего фамена.

Согласно схеме строения кристаллического фундамента, составленной КамНИИКИГС, Свинцовое месторождение расположено в пределах Камско-Бельского (Калтасинского) авлакогена. Глубина залегания фундамента в этой области достигает 5,5-6 км. По палеозойским отложениям Свинцовое месторождение расположено в пределах центральной части Верхнекамской впадины, в юго-восточной части Киенгопского вала, имеющего северо-западное простирание и длину 100 км.

Нефтеносными на месторождении являются карбонатные пласты К4 каширского горизонта, В-II, В-IIIа, В-IIIб верейского горизонта, А4-0 - А4-6 башкирского яруса среднего карбона, терригенные пласты С-II – С-VII визейского яруса, карбонатные пласты Ст-III, Ст-IV турнейского яруса нижнего карбона, D3-zv заволжского горизонта фаменского яруса верхнего девона.

Нефтеносность отложений установлена по керну, геохимическим, промыслово-геофизическим данным, результатам опробования поисково-разведочных скважин в процессе бурения и в колонне; промышленная нефтеносность подтверждена эксплуатацией турнейского, визейского, башкирского и верейского объектов разработки. Этаж нефтеносности каширских отложений составляет 23 м, верейских - 66 м, башкирских – 81 м, визейских - 84 м, турнейских - 91 м, девонских - 24 м.

Раздел 2 методика работ. Здесь описана методика проведения геолого-технологических исследований и геофизических исследований скважин.

Газовый каротаж - метод исследования скважин, основанный на определении содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости.

Данные газового каротажа используются для выделения в разрезе скважины интервалов, перспективных на нефть и газ, и для оценки характера насыщения пластов. Повышение концентрации углеводородного газа в промывочной жидкости при исследовании определенного интервала скважины свидетельствуют о наличии здесь углеводородной залежи. В общем случае принято считать, что аномальным увеличением газопоказаний, свидетельствующим о вскрытии перспективного коллектора, является превышение газопоказаний на фоновыми в 2 и более раз.

Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) - это полуколичественный метод определения содержания и состава рассеянных в породе битуминозных веществ, основанный на наблюдении их люминесценции. ЛБА применяется для обнаружения, первичной диагностики типов битуминозных веществ и выявления характера их распределения в горных породах, минералах, почвах, современных осадках, водах. ЛБА основан на зависимости, существующей между количеством и составом битуминозных веществ и цветом, и интенсивностью их люминесценции.

Далее идет описание методики ГИС, а именно описывается метод естественной радиоактивности (гамма-метод), нейтронный гамма-метод, а также определение характера насыщения по ГИС.

Метод естественной радиоактивности (гамма-метод): 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. Поскольку альфа- и бета-лучи, имеющие малый

пробег в веществе полностью поглощаются буровым раствором и корпусом скважинного снаряда, а индикаторы достигают лишь гамма-лучи, этот метод называют гамма-методом (ГМ).

Для количественной оценки глинистости по данным гамма-каротажа для каждого исследуемого пласта вычисляют разностный параметр $\Delta\gamma$. При количественной оценке глинистости пород по данным ГК используется зависимость коэффициента глинистости от разностного параметра.

Методы, при которых горная порода облучается нейтронами, носят название нейтронных. Нейтронные методы различаются видом регистрируемого вторичного излучения, вызванного воздействием на породу первичных нейтронов источника, а также режимом источника. В методе нейтронного гамма-каротажа регистрируются гамма-излучение радиационного захвата нейтронов.

В нефтяных скважинах НГМ применяют для расчленения пород, различающихся водородосодержанием, количественного определения коэффициента пористости, а также установления газожидкостного и реже водонефтяного контактов в обсаженных скважинах.

Для определения характера насыщения используют такой параметр как коэффициент нефтегазонасыщенности.

По определению коэффициент нефтегазонасыщенности представляет собой долю объема пор, занятую нефтью и газом, и численно равен отношению объема пор, занятых нефтью и газом, к суммарному объему пор.

Объем пор породы-коллектора лишь частично заполнен нефтью или газом, поскольку часть этого объема в гидрофильном коллекторе занимает остаточная вода. Содержание остаточной воды в коллекторе характеризуется коэффициентом остаточного, водонасыщения $K_{во}$, или просто коэффициентом водонасыщения K_v , который равен отношению объема пор, занимаемых водой, ко всему объему пор ($K_v = V_v / V_{пор}$).

Раздел 3 результаты работ. Материалом для исследования послужили проведенные геолого-технологические и геофизические исследования

скважины № 15 Свинцового месторождения в интервале 1187-1680м. Скважина представляет собой зарез бокового ствола законсервированной или малодебитной скважины, ствол наклонно направленный, на некотором интервале близок к горизонтальному. Описание пород приводилось по пробам шлама, отобраным в процессе бурения.

В результате комплексного использования данных технологических и геолого-геохимических исследований были оценены коллекторские свойства и характер насыщения пород вскрытого разреза.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины зарегистрированы следующие фоновые показания:

Средний уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора 0,09% абс, удельная газонасыщенность образцов шлама $0,4\text{см}^3/\text{дм}^3$, люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3 балла, желтого цвета, маслянисто-смолистые битумоиды.

А далее было выделено 6 групп продуктивных интервалов:

1) Интервалы 1463.6 - 1465.7м; 1467.8 - 1468.8м:

Уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 0.3678% абс, удельная газонасыщенность образцов шлама до $0.4547\text{см}^3/\text{дм}^3$, люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3 балла, беловато-желтого цвета, маслянистые битумоиды. Аномалия приурочена к вскрытию терригенных коллекторов визейского возраста, насыщенных нефтью.

2) Интервал 1471.2 - 1472.9м:

Уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 0.0275% абс, удельная газонасыщенность образцов шлама до $0.1235\text{см}^3/\text{дм}^3$, люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3 балла, желтого цвета, маслянисто-смолистые битумоиды. Аномалия приурочена к вскрытию терригенных коллекторов визейского возраста, насыщенных нефтью.

3) Интервал 1476.2 - 1477.5м:

Уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 0.4404% абс, удельная газонасыщенность образцов шлама до 0.3026см³/дм³, люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3 балла, оранжево-желтого цвета, маслянисто-смолистые битумоиды. Аномалия приурочена к вскрытию терригенных коллекторов визейского возраста, насыщенных нефтью.

4) Интервал 1480.7 - 1482.3м:

Уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 0.0212% абс, удельная газонасыщенность образцов шлама до 0.3248см³/дм³, люминесценция хлороформных вытяжек шлама 4 балла, оранжево-коричневого цвета, смолистые битумоиды. Аномалия приурочена к вскрытию терригенных коллекторов визейского возраста, насыщенных нефтью.

5) Интервал 1484.1 - 1485.7м:

Уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 0.4259% абс, удельная газонасыщенность образцов шлама до 0.4391см³/дм³, люминесценция хлороформных вытяжек шлама 4 балла, оранжево-коричневого цвета, смолистые битумоиды; 5 балла, черно-коричневого цвета, смолисто-асфальтеновые битумоиды. Аномалия приурочена к вскрытию терригенных коллекторов визейского возраста, насыщенных нефтью.

б) Интервалы 1543.7 - 1546.6м; 1549.5 - 1577.7м; 1583.4 - 1603.2м; 1607.7 - 1635.7м; 1641.5 - 1643.6м; 1648.5 - 1662.2м; 1663.2 - 1664.3м; 1669.2 - 1672.4м:

Уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 1.0942% абс, удельная газонасыщенность образцов шлама до 1.98см³/дм³, люминесценция хлороформных вытяжек шлама 4 балла, коричневого цвета, смолистые битумоиды; 4 балла, темно-коричневого цвета, смолисто-асфальтеновые битумоиды. Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов турнейского возраста, насыщенных нефтью.

Была проведена интерпретация данных ГИС, а именно, гамма каротажа и нейтронно-гамма каротажа и посчитаны коэффициенты глинистости, коэффициенты пористости и определен коэффициент нефтегазонасыщения.

Коэффициент глинистости определялся по данным гамма каротажа, представленным на планшете ГТИ-ГИС.

Для определения коэффициента пористости использовался метод нейтронного гамма-каротажа.

Для определения коэффициента нефтегазонасыщения использовались данные метода гамма, нейтронного гамма-каротажа и метод собственной поляризации.

Результатами всей интерпретации явилась следующая таблица:

Таблица Результаты интерпретации ГИС.

Интервал	Стратиграфия	Литология	ΔI_γ	$\Delta I_{n\gamma}$	K_Γ	K_Π	K_B	$K_{НГ}$
1463.6 - 1465.7м	C _{1v}	Песчаники, насыщенные нефтью	0,083	0,155	4,3%	22,7 %	0,34	66%
1467.8 - 1468.8м			0,13	0,137	6,7%	23%	0,37	63%
1471.2 - 1472.9м			0,075	0,137	3,9%	23,8 %	0,37	63%
1476.2 - 1477.5м			0,054	0,137	2,8%	24,1 %	0,42	58%
1480.7 - 1482.3м			0,116	0,086	6%	25,2 %	0,4	60%
1484.1 - 1485.7м			0,058	0,172	3%	22,1 %	0,53	47%

1543.7 - 1546.6м	С ₁ t	Известняки, насыщенные нефтью	0,033	0,172	1,7%	22,5 %	0,2	80%
1549.5 - 1577.7м			0,033	0,206	1,7%	19,5 %	0,25	75%
1583.4 - 1603.2м		Известняки, насыщенные нефтью	0,033	0,137	1,7%	24,5 %	0,31	69%
1607.7 - 1635.7м			0,041	0,344	2,1%	13,4 %	0,34	66%
1641.5 - 1643.6м			0,033	0,448	1,7%	7,5%	0,48	52%
1648.5 - 1662.2м			0,041	0,137	2,1%	24,4 %	0,21	79%
1663.2 - 1664.3м			0,158	0,344	9,1%	11,3 %	0,5	50%
1669.2 - 1672.4м			0,108	0,241	6,2%	16,1 %	0,44	56%

Заключение. При написании работы были решены поставленные задачи, а именно:

В результате интерпретации данных ГТИ было выделены перспективные интервалы по газовому каротажу, методом РАГ, люминесцентно-битуминологическому анализу, детальному механическому каротажу.

Была проведена интерпретация данных ГИС и посчитаны некоторые фильтрационно-емкостные характеристики, а именно – коэффициент глинистости по гамма каротажу, коэффициент пористости по нейтронно-гамма каротажу. Так же был посчитан коэффициент нефтегазонасыщенности и определен характер насыщения.

В итоге проведенных исследований в разрезе скважины по комплексу характерных признаков выделены следующие интервалы:

- выделены пласты-коллекторы визейского возраста, песчаники, насыщенные нефтью, с коэффициентом глинистости от 2,8% до 6,7%, коэффициентом пористости от 22,1% до 25,2% и коэффициентом нефтегазонасыщения от 47% до 66% в интервалах 1463.6 - 1465.7м, 1467.8 - 1468.8м, 1471.2 - 1472.9м, 1476.2 - 1477.5м, 1480.7 - 1482.3м, 1484.1 - 1485.7м;

- пласты-коллекторы турнейского возраста, известняки, насыщенные нефтью, с коэффициентом глинистости от 1,7% до 9,1%, коэффициентом пористости от 7,5% до 24,5% и коэффициентом нефтегазонасыщения от 50% до 80% в интервалах 1543.7 - 1546.6м, 1549.5 - 1577.7м, 1583.4 - 1603.2м, 1607.7 - 1635.7м, 1641.5 - 1643.6м, 1648.5 - 1662.2м, 1663.2 - 1664.3м, 1669.2 - 1672.4м.

Это позволяет сделать вывод о том, что данные методы можно успешно применять при выделении продуктивных интервалов в процессе бурения скважин.