

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**Геолого-геофизическая характеристика пластов-коллекторов
Васюганской свиты на примере Южно-Островного месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направления 05.03.01 геология
геологического ф-та
Ефремова Андрея Игоревича

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 2018

Введение. Разведка и разработка нефтегазовых месторождений сопровождается значительными трудностями в освоении скважин из-за сложности геологического строения разреза. В данных условиях особенно актуальными считаются задачи, связанные с разработкой новых технологий прогнозирования геологического разреза, выделения продуктивных пластов–коллекторов и оценки их насыщения.

Учитывая высокую стоимость бурения и разработки месторождений, первоочередной задачей является повышение эффективности прогнозирования геологического разреза за счет оперативного выделения пластов–коллекторов и определения характера их насыщения. Большие возможности в дальнейшем уточнении выделения пластов–коллекторов и оценки их насыщения содержатся в дальнейшем развитии научного направления ГТИ.

Применение ГТИ позволяет оперативно изучить геологический разрез и оценить перспективы нефтегазоносности уже на стадии бурения скважин, а в комплексе с данными ГИС дают ещё более достоверные данные.

Целью написания данной работы является выделение пластов–коллекторов по комплексу данных ГТИ и ГИС на примере скважины 2153Л месторождения Ватъеганское. Для решения данной цели были поставлены следующие задачи:

- изучить геологическое строение;
- провести анализ и интерпретацию данных ГТИ;
- провести интерпретацию данных ГИС;
- выполнить комплексирование данных ГТИ и ГИС;
- выделить продуктивные породы–коллектора в исследуемом разрезе

Основное содержание работы. Раздел 1 посвящен геолого-геофизическая характеристика изучаемой территории. Включает в себя 4 подраздела. Подраздел 1.1 «Геолого–геофизическая характеристика района работ» с описанием административного расположения месторождения, краткие физико-географические сведения о территории. Месторождение

находится в Когалымском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Ватьеганское месторождение находится в пределах Сургутского района Ханты–Мансийского автономного округа, в 30 км к юго–западу от Повховского месторождения и приблизительно в 40 км к востоку от города Когалым.

В подразделе 1.2 «Литолого–стратиграфический очерк» дается стратиграфическое описание геологического разреза Западно-Сибирской платформы. Геологический разрез Ватьеганского месторождения представлен породами 3-х структурных комплексов: мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, промежуточного комплекса и палеозойского складчатого фундамента.

В подразделе 1.3 «Тектоника» описано тектоническое строение Западно-Сибирской плиты, к которой приурочено месторождение. На тектонической схеме мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты, под редакцией Ростовцева Н.Н. 1971 г. где отображена морфология основных структурно-тектонических элементов. Ватьеганское месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию – элементу II порядка, осложняющего северную часть Ярсомского мегапрогиба Нижневартовского свода.

В подразделе 1.4 «Нефтегазоносность месторождения» Ватьеганское нефтяное месторождение расположено в северной части Нижневартовского нефтегазоносного района, в котором в настоящее время уже выявлено более 100 нефтяных и нефтегазовых месторождений. Район является одним из основных как по запасам, так и добыче нефти в Среднеобской нефтегазоносной области. Нефтегазоносность месторождения подтверждается большим наличием нефтегазовых месторождений в районе города Когалым.

Раздел 2 «Методика исследования» включает в себя 4 подраздела.

В подразделе 2.1 даны общие сведения о ГТИ.

В подразделе 2.2 «Комплекс исследований ГТИ» были описаны основные методы исследования ГТИ.

На Ватьеганском месторождении проводился основной набор методов, позволяющий решить основные задачи геолого–технологических исследований. К таким методам относится отбор и описание проб шлама и керна, проведение люминисцентно–битуминологического анализа (ЛБА), проведение термо–вакуумного анализа (ТВД), анализ попутного газа при помощи хроматографа "Рубин", контроль технологических параметров бурения.

В подразделе 2.3 описаны общие сведения о ГИС.

В подразделе 2.4 «Методы ГИС» были отражены самые важные методы ГИС.

Классификация методов ГИС может быть выполнена по виду изучаемых физических полей. Всего известно более пятидесяти различных методов и их разновидностей. Название групп методов Название методов

Электрические метод естественной поляризации (ПС)

-методы токового каротажа, скользящих контактов (МСК)

-метод кажущихся сопротивлений (КС), боковое каротажное зондирование (БКЗ) и др.

-резистивиметрия

-метод вызванных потенциалов (ВП)

-индуктивный метод (ИМ)

-диэлектрический метод (ДМ)

Ядерные гамма-метод (ГМ) или гамма-каротаж (ГК)

-гамма-гамма-метод (ГГМ) или гамма-гамма-каротаж (ГГК)

-нейтронный гамма-метод (НГМ) или каротаж (НГК)

-нейтрон-нейтронный метод (ННМ) или каротаж (ННК)

Термические метод естественного теплового поля (МЕТ)

-метод искусственного теплового поля (МИТ)

Сейсмо акустические метод акустического каротажа

-сейсмический каротаж

Магнитные метод естественного магнитного поля

-метод искусственного магнитного поля

Раздел 3 «Результаты исследований» включает в себя анализ данных ГИС и данных ГТИ, а так же их комплексное анализирование.

Стратиграфическое расчленение разреза выполнено с использованием данных ГТИ и ГИС. В качестве главных информативных параметров служат значения ГИС, проб шлама и керна.

Ванденская верхняя подсвета изучена в интервале 2380.0–2809.4 м и в основном представлена песчаником кварцевым, светло–серым, серым, мелкозернистым, на глинисто–карбонатном цементе порово–базального типа, плотным, крепким.

В приложении Б видно, что на глубине 2665 м по стволу скважины были введены в буровой раствор смазывающие добавки, предположительно углеводородного состава. В связи с этим отображение вскрытия пласта по данным газового каротажа затруднено. Вследствие чего, нами было предложено определение более продуктивных пластов коллекторов по данным люминесцентно-битуминозного анализа, т.к. при правильной технологии проведения ЛБА влияние смазывающих добавок ничтожно. По результатам геохимических исследований в скважине 2153Л, представленных на таблице 1, можно выделить пласт АВ8/2б.

Таблица 1– Результаты геохимических исследований в интервале 2644,0-2690,0м по стволу скважины

Интервал, м	Газопоказания по буровому раствору, % абс	Состав газа					ЛБА	ДМК, мин/м	Наличие аномалии по газовому каротажу	Признаки продуктивности	Характеристика объекта
		С ₁ , %отн	С ₂ , %отн	С ₃ , %отн	С ₄ , %отн	С ₅ , %отн					
2644,0 – 2670,0	0,0027 – 0,0156	58,82 – 90,56	1,16 – 2,00	4,95 – 8,61	2,12 – 4,41	0,67 – 32,95	4 Ж МСБ	2,7 – 7,4	4–кратное увеличение газосодержания БПЖ	«Высокие» показатели ЛБА	Песчаник кварцевый, серый, с прослойками аргиллита серого, и алевролита серого, кварцевого
2670,0–2676,0	0,0032 – 0,0063	50,45 – 58,62	0,99 – 1,49	4,37 – 7,10	2,40 – 4,16	28,63 – 41,70	4 ОЖ МСБ	2,4 – 3,9	3–кратное увеличение газосодержания БПЖ		Алевро-глинистая порода
2676,0–2690,0	0,0013–0,0131	49,71 – 62,08	0,69 – 2,27	3,76 – 9,29	2,21 – 6,31	24,50 – 39,40	4 БЖ МБ	2,8 – 7,7	2–кратное увеличение газосодержания БПЖ		Песчаник кварцевый, серый, с прослойками аргиллита серого, и алевролита серого, кварцевого

Примерно в тех же интервалах, где мы обнаружили признаки продуктивности по результатам ГТИ, была проведена съемка параметров ГИС. Характер насыщения был определен по показаниям бокового и индукционного каротажа. Абсолютные отметки в заключении приведены со знаком "-". Кп, Кпр и Кнг были подсчитаны в КИП по данным каротажей. Данные представлены в таблице 2.

Можно заметить странность в строении скважины, заключающуюся в том, что пропластки, насыщенные нефтью, находятся в более глубоком интервале по строению скважины, в отличие от пропластков, насыщенных смесью нефти и воды.

Данную ситуацию можно объяснить предположением о строении ствола скважины, описанное в дипломе, а так же отображенное в приложении Д.

Таблица 2 – Результаты ГИС в интервале 2649.1-2713.3 м по стволу скважины

Кровля, м	Подошва, м	Мощн., м	Д/д, у.е.	РЗП, Ом*м	РП, Ом*м	ГК, мкР/ч	НКТб, у.е.	КП, %	КПР, мД	КНГ, %	Литология	Характер насыщения
2649.1 – 2226.8	2663.5 – 2226.8	14.40 – 0.09	2.0	5.4	7.5	9.7	11.9	19.6	5.9	56.0	гл.песчаник	Нефть+вода
2663.5 – 2226.8	2666.7 – 2226.8	3.20 – 0.00	2.0	5.5	7.3	10.0	11.6	19.4	4.6	54.9	гл.песчаник	Нефть+вода
2666.7 – 2226.8	2669.8 – 2226.8	3.10 – 0.00	2.0	5.5	7.3	11.5	11.3	17.6	1.2	50.5	алевр.песчаник	Нефть+вода
2683.5 – 2226.7	2689.9 – 2226.7	6.40 – 0.01	2.0	5.4	8.9	9.2	12.4	20.3	10.8	60.9	гл.песчаник	Нефть
2689.9 – 2226.7	2696.5 – 2226.7	6.60 – 0.09	2.0	6.4	11.4	9.7	13.2	19.6	5.9	64.1	гл.песчаник	Нефть
2696.5 – 2226.7	2701.7 – 2226.8	5.20 – 0.07	2.0	6.1	8.9	9.5	12.9	19.9	7.6	60.1	гл.песчаник	Нефть
2701.7 – 2226.8	2707.6 – 2226.8	5.90 – 0.07	2.0	6.7	10.5	9.5	13.3	20.0	8.0	63.3	гл.песчаник	Нефть
2709.6 – 2226.8	2713.3 – 2226.8	3.70 – 0.03	2.0	8.3	10.3	10.0	10.2	19.4	4.5	61.7	гл.песчаник	Нефть

В результате интерпретации данных ГИС и ГТИ была составлена приведённая таблица 3.

Результатами комплексной интерпретации стало выявление пласта коллектора возраста АВ8/2б, насыщенного нефтью и водой, а так же выявление наиболее продуктивных пропластков. Пропластки, насыщенные нефтью, располагаются в более глубокой части скважины. Анализируя данные сводной таблицы данных ГИС и ГТИ, которые приведены в таблице 3, можно сделать вывод, что пропласткам, насыщенным нефтью, соответствуют более высокие оценки ЛБА, а так же более значительные коэффициенты пористости, проницаемости и нефтегазоносности, рассчитанные по данным ГИС, по сравнению с пропластками, насыщенными смесью нефти и воды. Более высокая классификация битумоидов по люминесцентной характеристике капиллярных вытяжек наблюдается в нижних пропластках, нежели в верхних, что говорит о более «тяжелых» флюидах и что подтверждается ФЭС по данными ГИС.

Вышеперечисленные факты свидетельствуют о возможности выделения пластов коллекторов при помощи комплексного анализа данных ГИС и данных ГТИ в данных геологических условиях и при данных аномалиях по показаниям газового каротажа.

Таблица 3 – Результаты комплексной интерпретации данных ГИС И ГТИ в интервале 2644,0-2690,0м по стволу скважины.

Интервал, м	Газопоказания по буровому раствору, % абс	ЛБА	ДМК, мин/м	Наличие аномалии по газовому каротажу	Признаки продуктивности	Характеристика объекта	КП, %	КПР, мД	КНГ, %	Характер насыщения
2644,0 – 2670,0	0,0027 – 0,0156	4 Ж МСБ	2,7 – 7,4	4–кратное увеличение газосодержания БПЖ	«Высокие» показатели ЛБА	Песчаник кварцевый, серый, с прослойками аргиллита серого, и алевролита серого, кварцевого	18,82	2,46	53,69	Нефть + вода
2670,0–2676,0	0,0032 – 0,0063	4 ОЖ МСБ	2,4 – 3,9	3–кратное увеличение газосодержания БПЖ		Алевро-глинистая порода	20,3	10,8	60,9	Нефть
2676,0–2690,0	0,0013–0,0131	4 БЖ МБ	2,8 – 7,7	2–кратное увеличение газосодержания БПЖ		Песчаник кварцевый, серый, с прослойками аргиллита серого, и алевролита серого, кварцевого				

Заключение. В результате выполнения данной работы на примере скважины 2153Л Ватъеганского месторождения были выполнены следующие работы:

1. Изучено геологическое строение Западно-Сибирской платформы, а именно:

- физико-географическое строение данной территории;
- литолого-стратиграфическое строение исследуемого участка;
- тектоническое строение территории;
- нефтеносность данного участка.

2. Проведены анализы и интерпретации данных ГТИ. При этом было обнаружено, что при вводе смазывающих добавок в буровой раствор корректность и точность метода газового каротажа теряет свою актуальность. Так же было выяснено, что в данных условиях при правильной технологии обработки шлама, метод люминисцентно-битуминологического анализа сохраняет свою актуальность.

3. Проведена интерпретация данных ГИС. Можно заметить странность в строении скважины, заключающуюся в том, что пропластки, насыщенные нефтью, находятся в более глубоком интервале по строению скважины, в отличие от пропластков, насыщенных смесью нефти и воды. Данную ситуацию можно объяснить предположением о строении ствола скважины.

4. Выполнено комплексирование данных ГТИ и ГИС, а так же составлена сводная таблица, на которой отчетливо видно, что результаты люминисцентно-битуминологического анализа соотносятся с ФЭС полученными по данным ГИС.

5. Результатами комплексной интерпретации стало выявление пласта коллектора возраста АВ8/2б, насыщенного нефтью и водой, а так же выявление наиболее продуктивных пропластков.

Данная работа доказывает актуальность службы ГТИ при бурении скважины, а так же комплексное исследование данных ГТИ с данными ГИС.

Логическим продолжением работы я считаю дальнейшее рассмотрение различных нестандартных ситуаций с целью обоснования необходимости использования службы ГТИ при бурении скважины.