

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

Кафедра геофизики

**Применение инклинометрии при бурении горизонтальных скважин и
выделение пластов коллекторов по данным ГТИ на примере Берегового
месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»

геологического ф-та

Алимбекова Ярослава Олеговича

Зав. кафедрой

К.Г.-м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2022

Введение. Одним из немаловажных видов технологии при бурении горизонтальных, пологих и специальных на нефть и газ скважин является информационно-технологическое и телеметрическое сопровождение, с помощью бескабельных телеметрических систем, а также сопровождение станции ГТИ для выделения пород-коллекторов.

Телеметрией осуществляется:

- Контроль и управление параметрами траектории ствола скважины в процессе бурения осуществляется с помощью телеметрических систем с электромагнитным каналом связи (БТС-172) и гидравлическим каналом связи (DWD650 и DWD350);
- Измерение сопротивления пород и уровня вибрации в процессе бурения.
- Замер инклинометрических параметров при отсутствии циркуляции промывочной жидкости (в статическом положении и при подъеме бурового инструмента);
- Контроль параметров бурения с помощью технологического модуля "ФРЕГАТ-2.

Одним из перспективных участков, где возможно увеличение запасов нефти за счет поиска и доразведки новых залежей и является Береговое месторождение, которое и стало объектом изучения в бакалаврской работе.

Объект исследования скважина №20 Береговое месторождение расположено в северо-восточной части Пуловского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области

Целью бакалаврской работы является выделение пластов коллекторов в мегионской свите (пласты БТ₁₀ и БТ₁₁) и оценка их характера их насыщения на примере бурения скважины 1Р Берегового месторождения по данным ГТИ.

Данная цель предполагает решение ряда задач:

- изучение геологического строения Берегового месторождения;
- сопровождение бурения горизонтальной скважины телеметрическими методами;

- выделение пластов-коллекторов по данным ГТИ;
- определение характера насыщения пластов-коллекторов по газовому каротажу;
- изучить методики интерпретации механического каротажа;
- построить корреляционную схему по данным ГТИ-ГИС исследуемых скважин.

Выпускная квалификационная работа состоит из трех разделов: геолого-геофизическая характеристика территории исследования, методика проведения геолого-технологических с применением инклинометрии, введения, заключения, списка использованных источников и двух приложений. Для исследования в работе был описан и использована методика интерпретации газового каротажа, интерпретация механического каротажа в горизонтальной скважине.

Основное содержание работы. Геологический разрез Берегового месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, которые подстилаются метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента.

В разрезе выделяются пласты коллекторы в залежах пластов БТ₁₀ и БТ₁₁ неокомского нефтегазоносного комплекса. В строении терригенных резервуаров принимают участие преимущественно песчаники и алевролиты.

Береговое месторождение располагается в западной части Хадыряхинской моноклинали, которая осложняет Надым-Тазовскую синеклизу.

Мезозойско-кайнозойские ортоплатформенные отложения представлены песчано-алевритово-глинистыми слабодислоцированными (1-3°) породами триаса, юры, мела, палеогена и антропогена, общая толщина которых составляет 5800-6000 м.

Перед формированием осадочного чехла существовал хорошо развитый пенеплен, имевший обширное распространение.

Условия формирования осадочных образований были мелководными озерно-морскими.

Последовательное расширение бассейна седиментации происходило до палеогена включительно и осуществлялось в условиях плоской синеклизы (Надым-Тазовской), юго-восточная часть которой выделяется в качестве Хадыряхинской моноклинали. Целевыми объектами разработки на ЧНГКМ являются нефтенасыщенные горизонты каменноугольной системы C1.

Береговое месторождение расположено в юго-западной части Тазовского нефтегазоносного района Пур-Тазовской нефтегазоносной области, Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Основными объектами исследования в данной работе являются залежи пластов БТ₁₀ и БТ₁₁. При подсчете запасов в нижней части неокомского разреза выделено 2 подсчетных объекта: пласт БТ₁₀ (1 залежь) и пласт БТ₁₁ (2 залежи). По типу залежь пластовая, тектонически-экранированная.

Методика исследования. Технология проведения ГТИ в горизонтальных скважинах имеет свои особенности в связи с изменением комплекса решаемых задач.

Основными задачами в процессе проводки горизонтальных скважин являются:

1. Выделение в разрезе бурящейся скважины пластов-реперов и определение момента вскрытия кровли коллектора.
2. Оперативная корректировка траектории ствола скважины при проходке горизонтального участка.
3. Предупреждение и раннее диагностирование аварий и осложнений в процессе бурения.

При исследовании скважины на горизонтальном участке осуществляется оперативная корректировка траектории ствола скважины и проводится следующий комплекс исследований: отбор и детальный анализ проб шлама и образцов керна, изучение газонасыщенности промывочной жидкости и шлама, раздельный анализ состава извлеченного газа, механический и

виброакустический каротаж, расходомерия, измерение плотности, температуры и удельного электрического сопротивления промывочной жидкости. Отклонение траектории ствола скважины от проектной и вход в покрышку коллектора или в его подошву обязательно приводит к изменению механической скорости бурения, смене литологического состава пород и уменьшению газонасыщенности промывочной жидкости, а переход водонефтяного контакта (ВНК) – к изменению состава углеводородных и неуглеводородных газов в промывочной жидкости и пробах бурового шлама.

При выполнении инклинометрических измерений в процессе бурения скважин (наклонно-направленных, горизонтальных) применяется аппаратура бескабельная телеметрическая скважинная БТС-172 (рисунок 1).

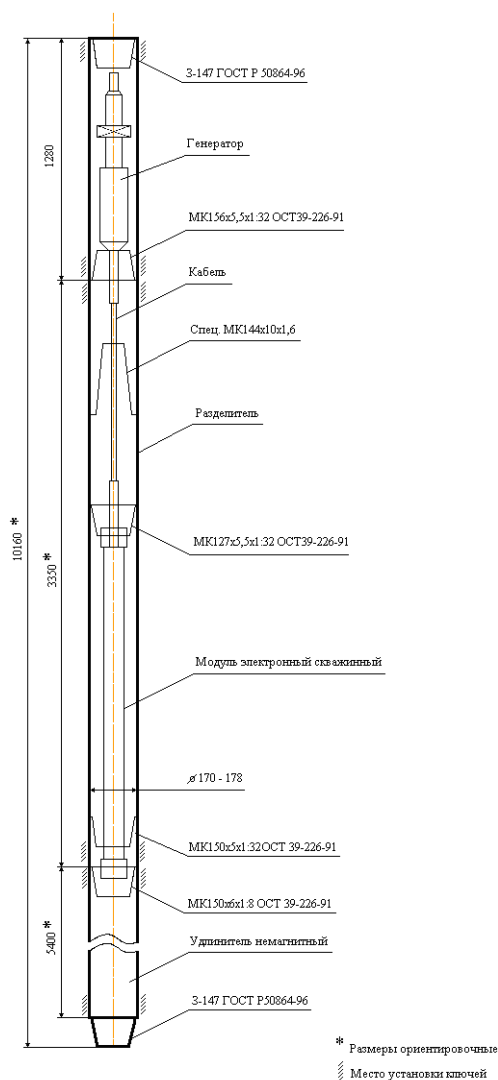


Рисунок 1 – Скважинный БТС

Первоочередное расчленение разреза производилось по данным механического каротажа, то есть по скорости бурения пород с различными физическими свойствами (исключая влияние технологических параметров и допуская зависимость скорости бурения только от литологии) определялась литология этих пород

Механический каротаж как метод основан на изменении скорости бурения ($V_{\text{мех.}}$) или обратной ее величины – продолжительности бурения заданного постоянного интервала (ДМК). При прочих равных условиях эти параметры зависят от литологического состава пород и коллекторских свойств. Метод применяется для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и зон АВПД.

Механический каротаж проводится путем измерения времени бурения заданного интервала проходки (0,1; 0,2; 0,4; 1,0 м) или механической скорости с помощью датчиков, входящих в комплект геолого-технологической станции.

Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, зон аномально высоких поровых давлений, предупреждения выбросов нефти и газа [11]. На кривых суммарных газопоказаний выделяются аномальные участки в 1,5 раза и более превышающих фоновые значения.

Методика палеток раздельно анализа газа (РАГ) является классической методикой прогнозной оценки характера насыщения при помощи построения палеток. По данным компонентного газового анализа полученного при опробовании или испытании пластов, и для типовых месторождений строились палетки РАГ. Состав газа рассчитывают по данным частичной и глубокой дегазации. Нанесенные на бланк точки соединяют линией, форма которой отображает соотношение содержаний отдельных углеводородных

компонентов. Бланк накладывают затем на палетку РАГ для сопоставления фактических кривых с эталонными

Результаты работ. Скважина №20 заложена с целью добычи пластов по пластам БТ₁₀ и БТ₁₁ в мегионской свите. На всем протяжении строительства данной скважин выполнялись работы по телеметрическому и технологическому сопровождению.

По результатам забойных инклинометрических измерений была получена информация об изменении траектории ствола скважины в процессе бурения, и выдавались рекомендации по их проводке согласно проектным данным. В итоге все скважины данного куста были построены согласно расчетным данным инклинометрии, с попаданием в круг допуска.

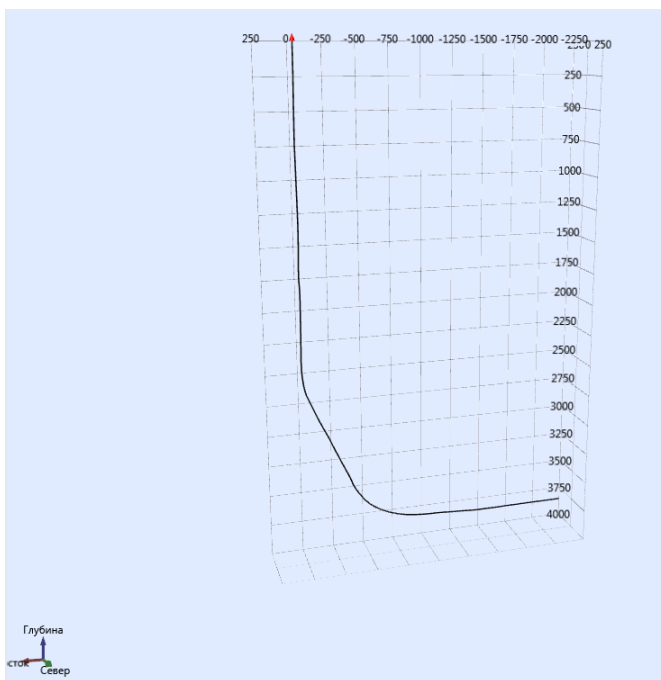


Рисунок 2 - 3D модель проекции ствола скважины

Пласт БТ10-1 отмечается в интервале 4075-4192м и представлен песчаниками кварцевыми, светло-серыми, мелко-среднезернистыми, на карбонатно-глинистом цементе (разбуренные до отдельных зерен кварца).

По данным частичной дегазации бурового раствора на устье (ГВЛ) бурение интервала сопровождается газовым фоном, с абсолютными значениями C1+C5 0,4282-26,5539%абс. Качественный состав УВ газа имеет

следующую характеристику: метан 92,39-95,04%, этан 3,2-12,33%, пропан 0,88-8,09%, бутан 0,21-7,65%, пентан 0,21-14,47%.

Пласт БТ10-2 отмечается в интервале 4207-4467м и представлен песчаниками кварцевыми, светло-серыми, мелко-среднезернистыми, на карбонатно-глинистом цементе (разбуренные до отдельных зерен кварца); аргиллитами темно-серыми, до черных, плотными, слабой крепости.

По данным частичной дегазации бурового раствора на устье (ГВЛ) бурение интервала сопровождается газовым фоном, с абсолютными значениями $C1+C5$ 0,0793-29,1397%абс. Качественный состав УВ газа имеет следующую характеристику: метан 92,7-96,41%, этан 3,53-10,84%, пропан 1,15-6,81%, бутан 0,86-17,92%, пентан 1,75-37,1%.

Пласт БТ11 отмечается в интервале 4545-5435м и представлен песчаниками кварцевыми, светло-серыми, мелко-среднезернистыми, на карбонатно-глинистом цементе (разбуренные до отдельных зерен кварца); аргиллитами темно-серыми, до черных, плотными, слабой крепости.

По данным частичной дегазации бурового раствора на устье (ГВЛ) бурение интервала сопровождается газовым фоном, с абсолютными значениями $C1+C5$ 0,1004-28,2033%абс. Качественный состав УВ газа имеет следующую характеристику: метан 90,22-92,41%, этан 3,68-8,54%, пропан 1,76-9,67%, бутан 1,34-18,02%, пентан 3-49,7%.

По данным компонентного газового анализа полученного при вскрытии пластов коллекторов, строились палетки РАГ представленные на рисунках 3-5. Состав газа рассчитан по данным частичной и глубокой дегазации и по методике палеток раздельно анализа газа (РАГ) при сопоставлении фактических кривых с эталонными хорошо видно, что характер насыщения в пластах БТ10-1, БТ10-2 и БТ11 мегионской свиты – газ.

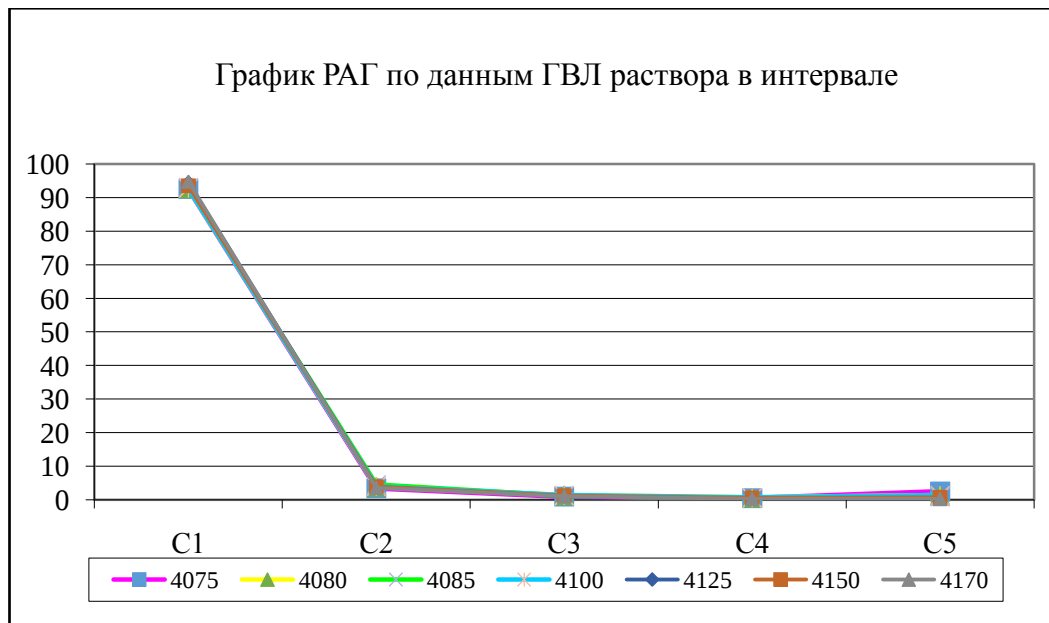


Рисунок 3 – График РАГ по данным ГВЛ в интервале 4075-4192 м

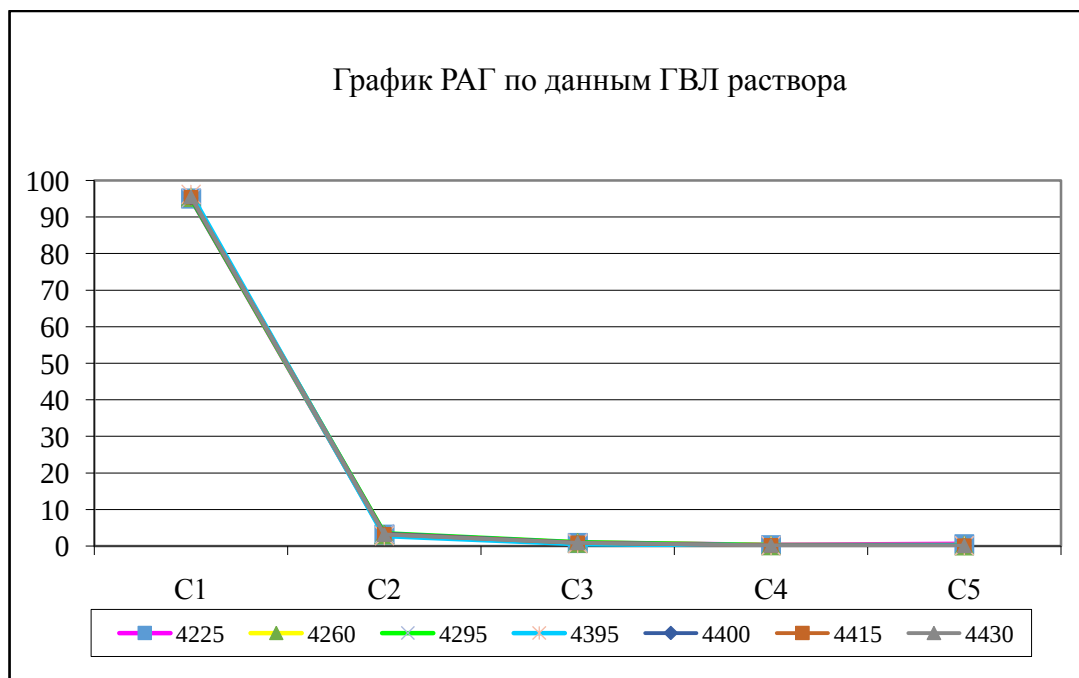


Рисунок 4 – График РАГ по данным ГВЛ в интервале 4207-4467 м

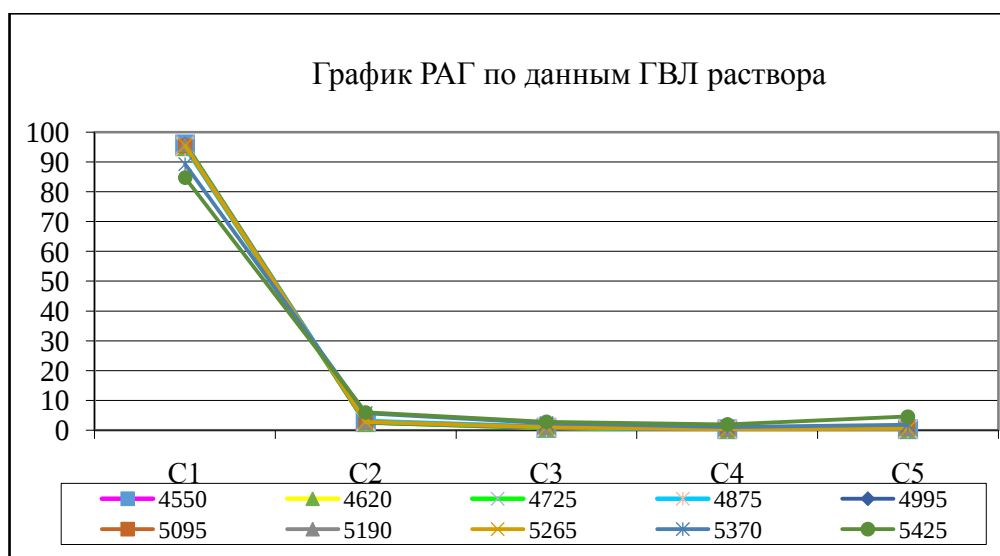


Рисунок 5 – График РАГ по данным ГВЛ в интервале 4207-4467 м

По данным интерпретации ДМК и данных газового каротажа наблюдаются повышенные значения газопоказаний с уменьшением значений ДМК в песчаниках, что говорит о их хороших коллекторских свойствах, также наблюдаются зависимость снижения газопоказаний с увеличением значений ДМК из-за уплотнения песчаников что, вероятнее всего, свидетельствует об ухудшении коллекторских свойств пласте Б10-2 по сравнению с пластами БТ10-1 и БТ11.

Таблица 1 – Результаты интерпретации механического каротажа и газового каротажа, литологических, петрофизических, газометрических исследований шлама

Интервал по стволу, м	Вертикальная глубина, м	ДМК, мин/м	Механическая скорость, м/ч	Суммарные газопоказания по буровому раствору, % абс	Превышение относительно фоновых газопоказаний	Характер насыщения
4075-4192	3729-3741	1,06-24	14,96 – 15,69	до 26,6	150раз	газ, газовый конденсат
4207-4325	3742-3751	4,46-30,09	14,48 – 18,64	до 29,1	150раз	газ, газовый конденсат
4383,7-4429	3756-3762	3,64-41,23	10,19 – 11,76	до 29,1	150раз	газ, газовый конденсат
4546-5291,7	3776-3805	4,54-45,47	21,54 – 34,49	до 28,2	136раз	газ, газовый конденсат
5331-5435	3806-3810	4,52-31,2	16,40 – 37,23	до 4,0	100раз	газ, газовый конденсат

Анализируя результаты интерпретации механического каротажа данным ДМК и газового каротажа, показали схожий характер насыщения – газ, газоконденсат.

Превышение газовых аномалий относительно фоновых показаний изменяется в пределах 100-150 раз.

Закключение. В данной работе изучен геологический разрез, тектоническое строение исследуемой площади, в которую входит Береговое месторождение. Рассмотрен метод инклинометрии и методика определения пластов-коллектором механический каротаж.

В результате выполненной работы, в разрезе скважины №20 Берегового месторождения, по данным газового каротажа и ГИС был выделен перспективные терригенные пласты мегийонской свиты пласты БТ10-1, БТ10-2 и БТ11. Данные пласты послужили объектом исследования, на которых были опробованы методики интерпретации данных газового каротажа с сопровождением телеметрии с целью определения характера насыщения в условиях Тюменской области.

По результатам механического каротажа выделены пласты коллекторы в разрезе скважины №22 Береговой в интервалах (интервалы указаны в глубинах по стволу/по вертикали): 4075-4192м (3729-3741м), 4207-4325м (3742-3751), 4384-4429м (3756-3762м), 4546-5292м (3775,5-3805м), 5331-5435м (3806-3810м) – песчаники, характер насыщения объектов – газ, газовый конденсат.