

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

Кафедра геофизики

**Выделение продуктивных отложений комплексом газового каротажа с
сопровождением телеметрической системы в горизонтальной скважине на
Яро-Яхинском месторождении
АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

студента 5 курса 531 группы очно-заочной формы обучения
направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Алибалаева Эльмара Зейналовича

Научный руководитель

к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Зав. кафедрой

к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2025

Введение. В настоящее время геолого-технологические исследования стали необходимым инструментом контроля проводки, без них не обходится бурение, капитальный ремонт практически ни одной скважины. Информация ГТИ широко используется при проектировании строительства скважин, разведки, освоения и эксплуатации месторождений, подсчете запасов нефти и газа.

Главное направление эволюции и последних достижений в области ГТИ направлено на снижение стоимости бурения скважин путем добавления новых видов услуг:

- повышение безопасности буровых работ;
- удешевление процесса бурения;
- оценка продуктивности в сложных геологических условиях;
- применение ГТИ в геонавигации.

Телеметрия при бурении горизонтальной скважины — это система, которая выполняет функции навигации и собирает всю необходимую информацию для контроля процесса под землёй.

Определение положения КНБК с использованием телесистемы является важной частью работы при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Необходимо эффективно управлять бурением, для этого составляют план режимов бурения, параметры траектории ствола скважины, технологические параметры в призабойной зоне для качественного ведения ствола и предупреждения аварийных ситуаций.

Созданием телеметрических систем для контроля забойных параметров начали заниматься в середине 1940-х гг. В основном эти исследования проводились в США на уровне выполнения поисковых работ. В 1963 г. в СССР впервые разработали систему которая позволяла передавать на поверхность информации о зенитном угле, угле установки отклонителя, давлении и температуре на забое, напряжении на зажимах электробура во время бурения с целью автоконтроля комплекса глубинных параметров для электробурения САКПП-63.

В 2013-2015 гг. специалистами ООО «Петровайзер» произведен контроль бурения и выдано заключение о результатах ГТИ, насыщении коллекторов по результатам геохимических исследований ГТИ по 38 скважинам на Яро-Яхинского месторождении. Более 90% исследований проведено в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.

Целью бакалаврской работы является выделение продуктивных отложений комплексом газового каротажа с сопровождением телеметрической системы в горизонтальной скважине на Яро-Яхинском месторождении.

Для достижения цели необходимо выполнить следующие задачи:

- собрать и проанализировать геолого-геофизические материалы, характеризующие геологическое строение и нефтеносность Яро-Яхинского месторождения;
- рассмотреть теоретические основы проведения геолого-технологических и телеметрических исследований в процессе горизонтального бурения;
- рассмотреть методы интерпретации горизонтального ствола скважины, газового каротажа и геофизических исследований;
- изучить литолого-стратиграфический разрез по данным механического каротажа,
- выделить пласты коллекторы по данным интерпретации газового каротажа;
- определить характер насыщения пород-коллекторов по соотношению методов, основанных на исследовании механического и газового каротажа.

Бакалаврская работа состоит из введения и 3 разделов: раздел 1 – «Краткая геологическая характеристика района работ»; раздел 2 – «Методика геофизических работ»; раздел 3 – «Результаты исследований», заключения и списка использованных источников.

Основное содержание работы В административном отношении Яро-Яхинское месторождение расположено в юго-восточной части Ямало-Ненецкого округа, на территории Пуровского района Тюменской области, в 30 км к северо-востоку от поселка Уренгой.

В 1985 году в пределах Ямало-Ненеского округа открыто Яро-Яхинское месторождение.

По результатам бурения промышленная нефтегазоконденсатность установлена в неокотских отложениях нижнего мела. Выявлено пять залежей углеводородов: пласты БТ₆ и БТ⁰₆, характеристики по пластам БТ₁₁, БТ₁₀, БТ₇₋₈.

В связи с недостаточной изученностью месторождения, ГКЗ приняла решение: до 2000 года считать Яро-Яхинское месторождение подготовленным к опытно промышленной разработке для:

- уточнить эксплуатационные характеристики газоконденсатных и нефтяных частей залежей;

- отработать оптимальную технологию разработки нефтяных оторочек с учетом и во взаимодействии с разработкой газоконденсатных частей залежей, предусматривающую наиболее полное извлечение как нефти, так и конденсата.

На 2025 год Яро-Яхинское месторождение находится в эксплуатации. Дополнительными сведениями не располагаем, поскольку информация последних лет по данному месторождению считается конфиденциальной.

В геологическом строении Яро-Яхинского месторождения участвуют породы мезозойского и кайнозойского возраста.

Наиболее полный разрез осадочного чехла вскрыт в скважине №21, бурение которой остановлено на глубине 4200 м в отложениях тюменской свиты нижней юры.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к Яро-Яхинскому локальному поднятию, расположенному в зоне сочленения Хадырь-Яхинской моноклинали с Нижнепурским мегапрогибом, осложняющими Ямало-Тазовскую мегасинеклизу Западно-Сибирской плиты.

На структурной карте по кровле продуктивного пласта БТ₆ отмечается поднятие, размеры которого по замкнутой изогипсе минус 3100 м составляют 29,7х23,2 км. Сводовая часть оконтурена изогипсой минус 3040 м, размеры ее 10,6 х 6,1 км. Амплитуда около 70 м.

По результатам бурения на месторождении доказана промышленная нефтегазоконденсатность неокомских отложений нижнего мела. Выявлено пять залежей углеводородов:

- 2 газоконденсатных в пластах БТ⁰₆, БТ₁₁
- 2 нефтегазоконденсатных в пластах БТ₆, БТ₁₀
- 1 газоконденсатонефтяная в пласте БТ₇₋₈

Основные залежи относятся к пластам БТ₆ и БТ⁰₆ заполярной свиты:

Конденсаты Яро-Яхинского месторождения идентичны по групповому углеводородному составу и относятся к метано - нафтеновому типу и имеют облегченный фракционный состав (до 200°C выкипает около 70 объемных %). Плотность конденсата в пределах 762,9 – 767,4 кг/м³.

Нефти Яро-Яхинского месторождения характеризуются средней плотностью, малой сернистостью, малой смолистостью, высокой вязкостью. Массовое содержание твердых углеводородов соответствует парафинистым нефтям. По углеводородному составу они относятся к метано-нафтеновому типу.

Телеметрия при бурении горизонтальной скважины — это система, которая выполняет функции навигации и собирает всю необходимую информацию для контроля процесса под землёй.

Некоторые задачи, которые решает телеметрия **Выделение продуктивных отложений комплексом газового каротажа с сопровождением телеметрической системы в горизонтальной скважине на Яро-Яхинском месторождении:**

- Контроль за соблюдением запланированной траектории. Система сохраняет положение долота внутри выбранного «коридора»
- Контроль режима бурения. Телеметрия позволяет измерять такие параметры, как частота вращения долота и осевая нагрузка на инструменты, что важно, поскольку в горизонтальном бурении их сложно определить с высокой точностью с помощью поверхностных измерительных систем.

- Получение данных о расходе промывочной жидкости. Это позволяет делать выводы о герметичности замковых соединений бурильного инструмента.
- Сбор информации о температуре на забое и вибрации бурильного инструмента. Такие данные характеризуют процесс разрушения горных пород и свойства разбуриваемых пластов.
- Основные модули телеметрической системы:
 - корпус (немагнитная УБТ);
 - измерительный модуль (сборка датчиков);
 - источник питания;
 - система кодирования и передачи информации к поверхности.

Некоторые каналы передачи данных: электромагнитный и гидравлический. Системы с электромагнитным каналом связи используют электрический ток и проводящие свойства породы, а системы с гидравлическим каналом связи применяют буровой раствор для передачи данных на поверхности.

В процессе бурения необходим постоянный контроль за положением оси скважины в пространстве. Только в этом случае можно построить геологический разрез и определить истинные глубины залегания продуктивных пластов, определить положение забоя скважины и обеспечить попадание его в заданную проектом точку. Для этого необходимо знать зенитные и азимутальные углы скважины и глубины их измерений. Такие замеры производятся с помощью специальных приборов, называемых инклинометрами.

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. На кривых суммарных газопоказаний выделяются аномальные участки в 1,5 раза и более превышающих фоновые значения. Причины увеличения значений суммарного газа в процессе непрерывного бурения

обуславливаются, в первую очередь, наличием пласта-коллектора. По составу газа можно предположить насыщение коллектора, например в водоносных коллекторах преобладает метан и относительное количество метана достигает до 99 %, тогда как в нефтенасыщенных пластах это значение не превышает 85 %. Однако, не всегда увеличение газопоказаний обуславливает наличие коллектора - ярким примером служит баженовская свита представленная битуминозными аргиллитами.

Привязка данных газового каротажа осуществляется программой регистрации по данным времени отставания, складываемой из времени отставания циркуляции бурового раствора в скважине и газовоздушной линии (ГВЛ). Время циркуляции бурового раствора рассчитывается из отношения объема затрубного пространства и расходом промывочной жидкости.

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, еще не видя их даже в шламе, но имея перед глазами (и в уме) прогнозный разрез.

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.

Результаты работ. Геолого-геохимические исследования при строительстве эксплуатационной скважины №У0404, куста У04 Яро-Яхинского

месторождения проведены геологической службой ГТИ в интервале 12-4439,5м.

В проведении работ в скважине Яро-Яхинского месторождения в качестве первичной информации о литологическом разрезе скважины и отслеживания пластов-коллекторов использовался метод механического каротажа – при изменении скорости проходки и ДМК предполагалось изменение литологии, что впоследствии подтверждалось (или опровергалось) данными газового каротажа и фракционным анализом шлама.

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

По результатам геолого-геохимических исследований перспективные объекты в разрезе скважины выделены в следующих интервалах:

- 3575-3581,82м (3082,6-3084,4м) - песчаник, отмечен газовой аномалией до 33,3% абс, люминесценция 3 БЖ МБ, удельная газонасыщенность шлама до $27,2\text{см}^3/\text{дм}^3$. Характер насыщения объекта – газ, газовый конденсат;

- 3585,85-3597,69м (3085,4-3088,4м) - песчаник, отмечен газовой аномалией до 6,3% абс, люминесценция 3 БЖ МБ, удельная газонасыщенность шлама до $4,9\text{см}^3/\text{дм}^3$. Характер насыщения объекта – газ, газовый конденсат;

- 3612,11-4250.1 (3091,8-3113м) – песчаник, отмечен газовой аномалией до 34.% абс, люминесценция 3 Ж МБ, 4 К МСБ, удельная газонасыщенность шлама до $44\text{см}^3/\text{дм}^3$. Характер насыщения объекта – газ, газовый конденсат;

- 4253,32 - 4278,06м (3112,9-3111,5м) - песчаник, отмечен газовой аномалией до 34.2% абс, люминесценция 4 СК МСБ, удельная газонасыщенность шлама $31.4\text{см}^3/\text{дм}^3$. Характер насыщения объекта – газ, газовый конденсат;

- 4280,2-4305,9м (3111,6-3110,4м) - песчаник, отмечен газовой аномалией до 38.9% абс, люминесценция 4 СК МСБ, удельная газонасыщенность шлама до $41,6\text{см}^3/\text{дм}^3$. Характер насыщения объекта – газ, газовый конденсат;

- 4308,5-4362,5м (3109,7-3107,2) - песчаник, отмечен газовой аномалией до 47,3% абс, люминесценция 4 СК МСБ, удельная газонасыщенность шлама до $47,2\text{см}^3/\text{дм}^3$. Характер насыщения объекта – газ, газовый конденсат;

- 4367,22-4439,4м (3106.8-3120,6м) - песчаник, отмечен газовой аномалией до 46,4% абс, люминесценция 4 СК МСБ, удельная газонасыщенность шлама до $48,6\text{см}^3/\text{дм}^3$. Характер насыщения объекта – газ, газовый конденсат.

Увеличение тяжелых компонентов по газовому каротажу связано с периодическими вводами нефти в буровую промывочную жидкость.

Оценка изменений литолого-геохимических характеристик разреза по латерали по данным анализа результатов ГТИ в горизонтальных скважинах является важной дополнительной информацией для прогнозирования продуктивности скважин. Для того чтобы корректно оценить эти свойства целесообразно проводить перестроение результатов ГТИ и ГИС к вертикальной глубине. Расчет производится с целью анализа геологического разреза относительно вертикальной глубины, а также для контроля траектории ствола скважины на предмет отсутствия выхода из проектных отложений. Данное программное обеспечение было использовано для геологических построений по скважине Яро-Яхинская 0404, была рассчитана вертикальная глубина скважины и произведена привязка данных ГИС и ГТИ к вертикальной глубине. В данной скважине имеются два участка ствола – нисходящий и восходящий.

Анализ полученных результатов показал коррелируемость данных ГИС и ГТИ нисходящего и восходящего направления. На основании чего можно сделать вывод о схожести литолого-петрофизических свойств отложений по латерали, хотя и отмечается наличие незначительных фациальных замещений, что в свою очередь подтверждает данные ГТИ о бурении в пределах отложений мегионской свиты, без выхода из проектного пласта.

Заключение. По результатам телеметрических исследований проведено успешное кривление ствола скважины и прохождение его по горизонтальному пласту. По результатам механического каротажа проведено расчленение разреза скважины №У0404, по газовому каротажу в разрезе скважины

выделены продуктивные пласты в интервалах 3575-3581,82 м, 3585,85-3597,69 м, 3612,11-4250 м, 4253,3-4278,1 м, 4280,2-4305,9 м, 4308,5-4362,5 м, 4367,2-4439,4 м и определен характер насыщения – газ, газоконденсат. Используя методику пересчёта данных ГТИ под вертикальную глубину, были подтверждены все выделенные перспективные интервалы, как по восходящему, так и по нисходящему направлению ствола скважины.

Аномалии газового каротажа в интервале 1395-2235м (покурские отложения), связаны со вскрытием песчаных коллекторов насыщенных водой с растворенным газом.

Использование адаптированных для горизонтальных скважин методов ГТИ может позволить более качественно осуществлять проводку скважин и оптимизировать весь процесс бурения.