

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образова-
ния
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕН-
НЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Выделение терригенных пород-коллекторов и оценка характера их
насыщения по данным ГТИ в скважине №2Р Северо-Чесельского место-
рождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Айткулова Павла Александровича

Научный руководитель

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Б.А. Головин

Зав. кафедрой

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2024

Введение. Одним из немаловажных видов технологии при бурении горизонтальных, пологих и специальных скважин 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.

Россия является пионером в области бурения горизонтальных скважин. Первые скважины с горизонтальными стволами пробурены в 1941 г н о из-за несовершенства технических средств бурения и отсутствия технологии освоения таких скважин первые опыты на Кавказе, Украине, Поволжье были неудовлетворительными. С 1952 г. уже бурятся горизонтальные скважины в различных районах бывшего СССР.

Целью бакалаврской работы является выделение пластов-коллекторов, а также оценка характера насыщения пласта БТ11 мегийонской свиты в горизонтальной скважине №2Р Северо-Чесельской.

Данная цель предполагает решение ряда задач:

- изучение геолого-геофизических характеристик Северо-Чесельского месторождения;
- ознакомление сопровождения горизонтального бурения телеметрическими методами;
- ознакомление с методами проведения и определения характера насыщения газового и механического каротажа;
- расчленение разреза по отбору шлама, механическому каротажу;
- ознакомление методиками интерпретации газового каротажа и определения характера насыщения пластов-коллекторов: «Запсибнефтегеофизики», Палетка Пикслера, отдельный анализ газа, базовый треугольник;
- обобщение результатов интерпретации применяемых методик и последующий анализ полученных данных с целью выделения продуктивных интервалов разреза.

Бакалаврская работа состоит из трех разделов: геолого-геофизическая характеристика территории исследования, методика проведения Методика проведения инклинометрических исследований и проведения газового каротажа, введения, заключения, списка использованных источников и 5 приложений. Для исследования в работе был описан и использована методика интерпретации газового каротажа, интерпретация механического каротажа в горизонтальной скважине.

Основное содержание работы. Береговое месторождение административно расположено в северо-восточной части Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

С конца 1958 года начато комплексное планомерное изучение недр Ямало-Ненецкого округа. Начиная с 1965 года и в последующие годы в его пределах отмечается значительный рост объема геофизических и буровых работ.

Поисковый этап на этой территории начат в 1978 году площадными сейсморазведочными работами МОВ ОГТ. По результатам работ оконтурено и подготовлено к глубокому бурению локальное поднятие, в пределах которого выделена Северо-Чесельская структура.

Месторождение было открыто в 1982 году, получен приток газа из сеноманских отложений. Продуктивность на месторождении установлена от кровли покурской свиты до тюменской свиты.

Поисковое бурение в пределах рассматриваемой территории было начато с 1979 г. В пробуренных скважинах получены промышленные притоки и открыты газовые, газонефтяные, газоконденсатнонефтяная залежи, газоконденсатная в мегионской свите. На 2005 г. поисково-разведочных работ на Северо-Чесельском месторождении было пробурено 46 скважин.

Осадочный чехол представлен меловой, палеогеновой и четвертичной системами.

Согласно тектонической карты мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы надпорядковую структуру - Надым-Тазовскую синеклиз осложняет Хадырьяхинская моноклираль осложнена

Вэнтонским структурным носом, который в свою очередь осложнен крупной положительной структурой III порядка – Геологическим крупным куполом.

Геологический купол, осложнен структурами IV порядка, некоторые из которых объединяются в Северо-Чесельскую структуру, контролирующую данное месторождение.

Северо-Чесельское месторождение в структурном плане на фоне регионального погружения мегийонской свиты с востока-северо-востока на запад-юго-запад, структура представлена структурными носами (террасами) и малоамплитудными локальными поднятиями. Эти структуры осложнены малоамплитудными тектоническими нарушениями, которые трассируются по результатам сейсморазведки.

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

Диапазон нефтегазоносности на Северо-Чесельском месторождении установлен от кровли покурской свиты до тюменской свиты.

Основными объектами исследования в бакалаврской работе являются неокомские отложения - залежь пласта БТ₁₁, Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная.

Методика исследования. Основными задачами оперативных геологических исследований в ГТИ являются:

- Построение в процессе бурения фактического литологического разреза скважины;
- Выделение опорных пластов-реперов;
- Проведение стратиграфического расчленения разреза;
- Выделение зон аномально-высоких пластовых и поровых давлений;
- Выделение пластов-коллекторов;
- Оценка характера насыщения коллекторов; – Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов;

– Литологические исследования керна и шлама — макро- и микроописание керна и шлама.

Для решения этих задач применяется типовой комплекс исследований, включающий методы изучения шлама, керна, промывочной и пластовой жидкости, параметров бурения.

Немало важное значение в настоящее время имеет технологическое сопровождение с применением забойных инклинометрических телесистем БТС в процессе бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Горизонтальное бурение — это проводка скважин по продуктивному пласту.

Инклинометрия — это методика определения угла отклонения оси скважины и азимута ее искривления по отношению к устью. Оборудование для инклинометрии, инклинометр.

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

- прибор скважинный;
- устройство приемное УПМ-02;
- компьютер с программным обеспечением.



Рисунок 1 – Бескабельная телеметрическая система БТС-172

Принцип работы данной аппаратуры лежит в следующем, прибор производящий измерения азимута и зенитного угла ствола наклонно-направленной скважины, а также угла установки отклонителя, помещается в защитный кожух зонда и спускается вместе с буровым инструментом на забой, после подачи циркуляции промывочной жидкости, прибор включается, производит измерения инклинометрических параметров и передачу их на поверхность до наземного приемника через электромагнитный канал связи. Сигнал преобразуется из аналогового в цифровой и соответствующим программным обеспечением происходит обработка инклинометрических данных, вычисляются расчетные параметры инклинометрии, строится профиль ствола скважины и определяется положение забоя скважины относительно круга допуска.

Газовый каротаж проводят при помощи автоматической газокаротажной станции (АГКС), смонтированной на автомобиле или двухосном прицепе. Газокаротажная станция устанавливается на буровой на все время бурения того интервала скважины, в котором предстоит проведение газового каротажа. Она позволяет проводить газовый каротаж в процессе и после бурения без специальных для этого простоев скважины.

На рисунке 2 изображено: а) общий вид станции; б) программное обеспечение; в) геологическое оборудование [16].



Рисунок 2 - Общий вид автоматической станции газового каротажа

Комплекс геохимических исследований скважин включает: газовый каротаж, механический каротаж, отбор шлама.

Газовый каротаж основан на изучении содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости. В процессе бурения газ из пор нефтесодержащих пород поступает в циркулирующую по стволу скважины промывочную жидкость, размещивается в ней и транспортируется по скважине от забоя до земной поверхности. На поверхности проводят анализ содержания газообразных углеводородов в промывочной жидкости.

Газометрия скважин в процессе бурения основана на том, что находящиеся в продуктивных пластах углеводородные газы переходят в промывочную жидкость и создают в ней зоны повышенной газонасыщенности. Эти зоны отмечаются аномалиями на диаграмме суммарных газопоказаний $G_{\text{сум}}$ в газоздушной смеси с помощью термохимического газоанализатора. Регистрируемая диаграмма подвергается обработке и привязке к истинным глубинам, соответствующим поступлению в скважину анализируемых газов из разбуриваемого пласта в скважину.

По данным механического каротажа определяются продолжительность и скорость бурения горных пород. Продолжительность бурения – это время T_1 (мин/м), затрачиваемое на бурение 1 м породы.

Степень трудности разрушения тех или иных горных пород определяется параметрами их буримости. Буримость горных пород является функцией многих переменных, зависящих от геологических, технических и технологических факторов.

Каротаж по шламу. При этом виде каротажа в процессе бурения скважины отбирают шлам и исследуют его. Комплекс исследований шлама, выполняемых в лабораторных условиях, включает описание шлама и построение по нему литологического разреза скважины, люминесцентный анализ, определение карбонатности и открытой пористости горных пород. Капельно-люминесцентный анализ для определения качественного состава и количественного содержания битумоидов в шламе (керне).

Существуют методики интерпретации газового каротажа, в бакалаврской работе рассмотрены:

- ОПУС - обобщенный показатель углеводородного состава.
- палеток раздельно анализа газа (РАГ) - для прогнозной оценки характера насыщения при помощи построения палеток. Строится по данным компонентного газового анализа, полученного при опробовании или испытании пластов. Состав газа рассчитывают по данным частичной и глубокой дегазации.
- палетки Пикслера - используются данные газового каротажа: C1, C2, C3, C4, C5, и сумма газов (C_n). Данные строятся для каждой точки записи.
- «Базовый треугольник» - основан нестатистической обработки геохимической информации и данных испытаний пластов-коллекторов определить граничные значения флюидных коэффициентов для продуктивных и непродуктивных пластов и на трехкоординатной диаграмме выделить так называемую продуктивную область значений флюидных коэффициентов - область S.

Скважина №2Р Северо-Чесельская заложена с целью добычи пласта БС11 мегнионской 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. Скважина данного куста U2003 была построена согласно расчетным данным инклинометрии, с попаданием в круг допуска пробуренная до глубины 5131м по стволу, по вертикали составила 3792 м зенитный угол наклона по всему стволу скважины составил 87,6°. Из построенного профиля ствола скважины в разрезе наглядно видно эффективность применения забойных инклинометрических измерений, с контролем и корректированием параметров кривизны.

В процессе бурения отбирался шлам в желобе и на виброситах для определения состава пород. По лабораторным исследованиям шлама получена информация о литологии разбуренных пород, результатах люминесцентно-

битуминологических анализах капиллярных вытяжек, макроописание пород по данным исследований. В качестве первичной информации о литологическом разрезе скважины и отслеживания пластов-коллекторов использовался метод механического каротажа – при изменении скорости проходки и ДМК изменялась литология, что впоследствии подтверждалось данными газового каротажа и фракционным анализом шлама.

По данным газового каротажа скважины №2Р Северо-Чесельского месторождения аномалии были отмечены в интервалах 4123-4688,3м (3715-3762м), 4745-4912,6м (3765-3775м), 4922,7-4943,5м (3775,4-3777м), 4964,3-4973,2м (3778-3783м), 4980,6-5131м (3784,1-3794м).

Превышение газовых аномалий относительно фоновых показаний изменяется в пределах 11-250 раз.

По данным ГТИ интервал 4123 - 4688,3 м представлен песчаником кварцевым, светло-серым, мелко-средне-крупнозернистым, на глинистом цементе, слабой крепости, отмечены алевролиты, возможно глинистые. По данным частичной дегазации бурового раствора на устье (ГВЛ) бурение интервала сопровождается высокими газопоказаниями, с абсолютными значениями C_1+C_5 1,76-77,14%абс. Качественный состав УВ газа имеет следующую характеристику: метан 10-92,6%, этан 2-18,5%, пропан 1-17,6%, бутан 0,7-22,2%, пентан 0,2-41,1%.

Интервал 4745-5131м и представлен песчаником кварцевым, светло-серым, мелко-средне-крупнозернистым, на глинистом цементе, слабой крепости.

По данным частичной дегазации бурового раствора на устье (ГВЛ) бурение интервала сопровождается газовым фоном, с абсолютными значениями C_1+C_5 3,3-58,9%абс. Качественный состав УВ газа имеет следующую характеристику: метан 61-91,5%, этан 5,7-12,9%, пропан 1,9-12,2%, бутан 0,6-9,8%, пентан 0,17-9,1%.

По данным интерпретации ДМК и данных газового каротажа наблюдаются зависимость снижения газопоказаний с увеличением значений ДМК, что, вероятнее всего, свидетельствует об ухудшении коллекторских свойств в

интервале 4745-5131м по сравнению с интервалом 4123 - 4688,3 м.

Для детальной интерпретации полученные данные ГТИ, а также ГИС были приведены с помощью программного обеспечения ML к вертикальной глубине.

По механическому каротажу и газовому каротажу поступающего в буровой раствор пластового газа, определялся характер насыщения пласта.

Исследования результатов газового каротажа по непрерывной дегазации бурового раствора был проведен расчет при помощи методики ОПУС₄ по формуле 4.

Анализируя результаты интерпретации механического каротажа и газового каротажа, показали схожий характер насыщения – газ, газоконденсат. Анализируя результаты интерпретации газового каротажа практически все применяемые в данной работе методики, за исключением «палеток Пикслера» показали схожий характер насыщения – газ, газоконденсат. По данным «палеток Пикслера» характер насыщения не определен.

Заключение. В данной работе изучен геологический разрез, тектоническое строение и газоносность Северо-Чесельского месторождения. Рассмотрены методики газового и механического каротажа на примере бурения скважины №2Р Северо-Чесельской, рассмотрены методики характера насыщения по данным газового каротажа: методика ОПУС, отдельного анализа газа, палетки Пикслера и «Базовый треугольник». Рассматриваемые методики применены на результатах газового каротажа исследуемых скважин.

По результатам интерпретации газового каротажа наиболее подходящими методиками для рассматриваемой площади являются: методика ОПУС₄, отдельного анализа газа (РАГ) и «Базовый треугольник».

По данным газового каротажа скважины №2Р Северо-Чесельского месторождения аномалии были отмечены в интервалах 4123-4688,3м (3715-3762м), 4745-4912,6м (3765-3775м), 4922,7-4943,5м (3775,4-3777м), 4964,3-4973,2м (3778-3783м), 4980,6-5131м (3784,1-3794м) - характер насыщения объекта – газ, газовый конденсат.