

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

Кафедра геофизики

«Оперативное выделение продуктивных-коллекторов и оценка характера насыщения в процессе бурения в скважине 519Р Северо-Комсомольского месторождения»

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы  
направление 05.03.01 Геология  
профиль «Нефтегазовая геофизика»  
геологического ф-та  
Абрамова Данилы Валентиновича

Научный руководитель  
к.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Головин К.Б.

Зав. кафедрой  
к.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2025

**Введение.** Геофизические исследования скважин (ГТИ) являются одним из важнейших инструментов, используемых в нефтегазовой геологии для детального изучения геологического строения разреза, определения литологического состава горных пород, расчленения осадочной толщи на стратиграфические подразделения и оценки характера насыщения пластов-коллекторов флюидами (нефтью, газом, водой). Результаты интерпретации данных ГТИ служат основой для построения геологических моделей месторождений, оценки запасов углеводородов и планирования разработки месторождений.

**Цель данной работы** заключается в изучении методики проведения геолого-технологических исследований скважин (ГТИ), выделении продуктивных-коллекторов, определении характера насыщения пластов-коллекторов по данным газового каротажа (ГзК).

Для этого были поставлены следующие **задачи**:

1. Изучение геологической характеристики района работ.
2. Ознакомление с физико-геологическими основами геолого-геохимических исследований.
3. Изучение теоретической основы и методики проведения ГТИ для решения геологических и прикладных задач по данным ГзК (Газовый картаж).
4. Выделить продуктивные-коллектора.
5. Провести анализ и интерпретацию газового каротажа;
6. Рассчитать оценку характера насыщения пород – коллекторов.

Бакалаврская работа состоит из введения, геолого-геофизической характеристики района работ, методики проведения работ, результатов исследований, заключения, списка использованных источников и приложений.

**Основное содержание работы.** Северо-Комсомольское месторождение расположено в Ямало-Ненецком автономном округе, Тюменской области, на территории Надымского и Пуровского районов.

Месторождение изучено и оценено на основе многочисленных научных исследований и геологоразведочных работ.

Месторождение приурочено к юрским и меловым отложениям. Промышленная нефтеносность установлена в баженовской свите юрской системы, а также в покурской и сортымской свите меловой системы.

В строении геологического разреза месторождения принимают участие отложения юрской, меловой, кайнозойской и четвертичных систем.

В региональном тектоническом плане по поверхности фундамента Западно-Сибирской плиты Северо-Комсомольское месторождение расположено в северо-восточной бортовой зоне Пурпейского антиклинория, сложенного образованиями байкальского складчатого комплекса и осложняющего Пур-Тазовскую складчатую зону. В тектонической структуре мезо-кайнозойских отложений чехла Западно-Сибирской плиты Северо-Комсомольское месторождение связано с Северо-Танловским и Верхне-Танловским локальными поднятиями (л.п.), вместе составляющими Верхне-Танловский вал, который, в свою очередь, является частью крупной структуры II порядка - Танловского мегавала, осложняющего структуру I-го порядка - Надым-Тазовскую синеклизу.

Месторождение является одним из крупнейших по запасам высоковязкой нефти. По данным Государственной балансовой оценки запасов углеводородов на 01.01.2020 [5], на месторождении учтены:

Извлекаемые запасы нефти: более 180 млн тонн.

Извлекаемые запасы газа: более 1 трлн куб. метров

Продуктивными горизонтами являются:

Юрская система

Баженовская свита ( $K_1-J_3bg$ ): нефтенасыщенные интервалы выявлены в различных частях свиты.

Меловая система

Сортымская свита ( $K_1srt$ ): пласт Ач4/2 нефтегазоносный.

Покурская свита ( $K_{2-1}pkr$ ): промышленно нефтегазоносные пласты ПК1, ПК10/2, ПК15/1,2, ПК17/2, ПК18, ПК19/2, АПЗ/3-1,2.

**Методика исследования.** Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа.

При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание  $\Gamma_{\text{сум}}$  углеводородных газов и периодически (с дискретностью равной времени одного цикла анализа на хроматографе) - компонентный состав УВГ, попавших в буровой раствор из разбуриваемых горных пород. Выделившийся из пробы газ анализируется на хроматографе.

Основным методом компонентного газового анализа - анализа, при котором определяется содержание отдельных компонентов в газовой смеси, - является газовая хроматография.

Метод газовой хроматографии основан на различной скорости поглощения каждого компонента газовой смеси слоем сорбирующего вещества. Вследствие различия скоростей сорбирования каждого компонента при промывании сорбента газом-носителем, инертным для детектора, из сорбента последовательно выделяются отдельные компоненты газовой смеси. Эти компоненты поступают на детектор, где определяется их содержание в газе-носителе

Появление газовой аномалии на кривой  $\Gamma_{\text{сум}}$  может быть обусловлено следующими причинами:

- уменьшением расхода бурового раствора;
- увеличением механической скорости проходки;
- поступлением газа из пласта (разбуриваемого или вышележащего);
- поступлением газа из глин с аномально-высоким поровым давлением;
- поступлением газа в раствор за счет эффекта свабирования (при подъеме бурильной колонны);

- наличием в буровом растворе рециркуляционного газа;
- наличием в буровом растворе примесного газа.

При превышении пластового давления над забойным величина  $\Gamma_{\text{сум}}$ , после прохождения пласта будет возрастать и газовые аномалии характеризуются обычно большой амплитудой и продолжительностью. При разбуривании зон с аномально-высоким поровым давлением наблюдается увеличение  $\Gamma_{\text{сум}}$ , обусловленное повышением пористости глин и возрастанием, в связи с этим, объема газа, поступающего в буровой раствор.

Аномалии данного типа характеризуются постепенным увеличением  $\Gamma_{\text{сум}}$  по мере вхождения в зону с аномально-высоким поровым давлением и установившимися повышенными значениями  $\Gamma_{\text{сум}}$  во время прохождения ее.

Появление газовых аномалий за счет наличия в буровом растворе рециркуляционного газа бывает обусловлено плохой очисткой и дегазацией выходящего из скважины раствора, вследствие чего газ, не успевший выделиться в атмосферу, закачивается обратно в скважину. Появление аномалий данного типа наблюдается с отставанием на величину полного цикла промывки от момента регистрации предыдущей газовой аномалии и отличается от нее более выположенной формой амплитуды и более "тяжелым" относительным составом газа.

Также, был использован метод, основанный на изменении скорости бурения или обратной ее величины-продолжительности бурения заданного постоянного интервала. При прочих равных условиях эти параметры зависят от литологического состава пород и коллекторских свойств [26]. Метод применяется для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и зон АВПД.

Механический каротаж проводится путем измерения времени бурения заданного интервала проходки (0,2; 0,5; 1,0 м) или механической скорости через 0,5; 1,0 м с помощью датчиков, входящих в комплект газокаротажных и геолого-технологических станций. При проведении механического каротажа по продолжительности проходки интервала необходимо соблюдать

следующее условие: величина выбранного интервала должна кратно (не менее чем в 5-6 раз) превышать максимально возможную подачу инструмента на забой (при отсутствии автомата подачи) [24].

Механическая скорость бурения зависит как от свойств разбуриваемых пород, так и от ряда технологических факторов (режима бурения, применяемого бурового раствора, технического состояния ствола скважины и т.д.), т.е. является обобщенным параметром, характеризующим процесс разрушения горной породы [25].

Из технологических факторов наибольшее влияние оказывают:

- Нагрузка на долото
- Частота вращения долота
- Расход бурового раствора
- Величина дифференциального давления в системе "скважина-пласт".

Критическое напряжение песчано-алевритовых пород зависит от степени цементации песчаного материала и его минерального состава, примерные значения для литологической разности представлены в таблице 1. Наибольшую прочность имеют кварцевые песчаники с кремнистым цементом, наименьшую - песчаники с глинистым цементом [25]. Глины, аргиллиты, пески отличаются низкими значениями критического напряжения.

Для интерпретации методов оперативного прогнозирования характера насыщения пластов-коллекторов по данным ГТИ были использованы такие параметры как: Wh, Vh, Ch и ОПУС.

Углеводородные газы (УВГ) в скоплениях могут находиться в различном состоянии:

- в свободной газовой фазе – газовые залежи;
- в растворенном в нефти виде – попутные нефтяные залежи;

в состоянии взаимного растворения с бензином – керосиновыми и реже более высокомолекулярными углеводородами (УВ) – газоконденсатные залежи;

в твердой фазе – газогидраты.

Параметры  $Wh$ ,  $Bh$ ,  $Ch$  и ОПУС — ключевые индикаторы насыщения пласта, определяемые по данным ГИС и ГТИ для оперативного управления разработкой.

В последние годы за рубежом получила распространение методика, основанная на одновременном использовании трех параметров, рассчитываемых по данным газового каротажа в функции глубины, по формулам 1-3:

$$Wh = \frac{(C_2 \cdot C_3 \cdot C_4 \cdot C_5)}{(C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5)} * 100, \quad (1)$$

$$Bh = \frac{(C_1 + C_2)}{(C_1 + iC_4 + nC_4 + C_5)}, \quad (2)$$

$$Ch = \frac{(iC_4 + nC_4 + C_5)}{C_3}, \quad (3)$$

где  $C_1$ – $C_5$  – концентрации углеводородных компонентов (метан, этан, пропан и др.). В качестве приближения к решению задачи, описанной ранее, Э.Е. Лукьяновым в 1987 г. был предложен «Обобщенный показатель углеводородного состава» (ОПУС) как геохимический критерий определения характера насыщения пластов-коллекторов. В общем виде формула для расчета ОПУС по формуле 4 имеет следующий вид:

$$\text{ОПУС} = \frac{(C_1 \times C_2 \times C_3 \times \dots \times C_{n-1})}{(C_2 + C_3 + \dots + C_n)^{n-1}}, \quad (4)$$

где  $n$  - порядковый номер компонента, а значения  $C_1, \dots, C_n$  выражаются в относительных процентах. При проведении непрерывного хроматографического анализа возможно автоматическое определение значений ОПУС с привязкой к геологическому разрезу при использовании соответствующих масштабных коэффициентов. Важной особенностью ОПУС является его инвариантность к виду выходной информации

хроматографа (абсолютные проценты, мВ, мА, см шкалы и др.).

Для исключения влияния добавок нефти в промывочную жидкость были предложены модифицированные формулы расчета по 4 или 3 первым компонентам, по формулам 5 и 6:

$$\text{ОПУС}_4 = \frac{(C_1 \times C_2 \times C_3)}{(C_2 + C_3 + C_4)^3}, \quad (5)$$

$$\text{ОПУС}_3 = \frac{(C_1 \times C_2)}{(C_2 + C_3)^2}, \quad (6)$$

Была также опробована расширенная формула ОПУС, включающая углеводородные газы до  $C_7$  включительно, по формуле 7:

$$\text{ОПУС} = \frac{(C_2 \times C_3 \times C_4 \times C_5)}{(C_1 \times (C^2 + \text{высш.}))} * 100, \quad (7)$$

где "высш." представляет собой сумму концентраций тяжелых углеводородов. Для наиболее достоверной интерпретации и оценки характера насыщения интервала целесообразно использование критериев определения характера насыщения по ОПУС для месторождений бывшего СССР.

Основываясь на данных хроматографа (газоанализатора) с процентным содержанием углеводородных фракций (СН) на каком-либо интервале, также можно применить методику отдельного анализа газа (РАГ) для прогнозирования характера насыщения пласта. Используя исходные данные, включающие в себя процентное содержание фракций ( $C_1$ – $C_5$ , иногда до  $C_7$ ) из хроматографа, которые могут быть получены при: газовом каротаже, опробовании пластов, испытаниях скважин - на вертикальных осях откладываются средние относительные содержания УВ (%) для каждого компонента и для каждого пласта строится индивидуальная кривая (ломаная линия), отражающая его газовый состав.

**Результаты исследований.** Определение суммарного содержания углеводородных газов проводилось в процессе прохождения практики на скважине 519Р. Исходным материалом служила запись ГзК на временной диаграмме ГТИ.

При регистрации показаний детектора в функции времени записывается непрерывная кривая с рядом пиков, характеризующих содержание отдельных компонентов в анализируемой газовой смеси. Эта кривая зависимости концентрации отдельных компонентов в выходящем из сорбционной колонки газе-носителе от времени называется хроматограммой.

Полученные при прохождении практики данные интерпретированы и отражены как результаты проделанной работы в рамках написания выпускной квалификационной работы.

Для выделения продуктивных интервалов был использован комплекс характерных признаков:

1. Повышение механической скорости проходки в интервале высокопористых и проницаемых пород;
2. Увеличение газопоказаний в интервале высокопористых и проницаемых пород.

Предварительно выделены перспективные интервалы мелового возраста, без определения их насыщения люминесцентно-битуминологическим анализом (ЛБА):

Интервал 2086,5-2091,1 м - представленный переслаивающимися песками, песчаниками светло-серыми и серыми, иногда с зеленоватым оттенком глин и алевролитов серого и темно-серого цветов. Среднее содержание породы в % в интервале 1099-2187 м: Глина – 45%, песчаник – 30%, алевролит – 15%, песок – 10%;

Интервалы 2424,76-2443,7 м, 2683,5-2685,7 м, 2685,9-2688,5 м - представленные переслаивающимися песчано-алевролитовыми и глинистыми породами, песчаниками и алевролитами серого цвета и серо-зелеными глинами. Среднее содержание породы в % в интервале 2187-2659 м: Глина – 30%, песчаник – 30%, алевролит – 30%, аргиллит – 10%;

Интервал 2841,7-2855,9 м – представленный песчаниками светло-серыми, часто известковистыми, с глинисто-карбонатным и карбонатным цементом, с прослоями аргиллитов темно-серых, плотных и алевролитов.

Среднее содержание породы в % в интервале 2659-3168 м: Глина – 35%, песчаник – 30%, алевролит – 20%, аргиллит – 15%;

Исходная временная диаграмма ГТИ с перспективными продуктивными интервалами представлена в приложении С – Временная диаграмма ГТИ.

В соответствии с методикой отдельного анализа газа, были рассчитаны величины относительного содержания УВ. Значения для всех интервалов, выделенных ранее, занесены в таблицу – процентное содержание УВ в интервалах от  $\Gamma_{\text{сум}}(C_1+\dots+C_5)$ . После чего количественные данные о содержании УВ на 5 продуктивных-коллекторах были перенесены на палетку РАГ. На оси абсцисс откладываются компоненты углеводородных газов, а по оси ординат — их процентное содержание в интервале, это необходимо для определения насыщения коллектора. На гистограмме видно, что все 5 пластов-коллекторов соответствуют пластам с газовым насыщением. Используя критерии определения характера насыщения по ОПУС для месторождений бывшего СССР, была получена таблица насыщения продуктивных-коллекторов по известным значениям разных вариаций ОПУС. В дополнение к таблице насыщения, в которой даётся интерпретация данных по рассчитанному ОПУС, были построены гистограммы распределения ОПУС<sub>3</sub> и ОПУС<sub>4</sub>-ОПУС<sub>3</sub>, но так как на гистограмме ОПУС<sub>4</sub>-ОПУС<sub>3</sub> ни одно значение не соответствовало какому-либо диапазону флюида, принято решение не включать данную гистограмму в работу. Также, по полученным количественным данным о процентном содержании УВ были посчитаны параметры МТПФ.

**Заключение.** Газовый каротаж (ГзК) в комплексе с геолого-технологическими исследованиями (ГТИ) являются одними из ключевых методов оперативной оценки нефтегазоносности в процессе бурения. В отличие от традиционных ГИС, выполняемых после завершения проходки, ГК позволяет:

- В реальном времени определять перспективные интервалы;

- Оптимизировать процесс бурения (выбор точек отбора керна, перфорации);
- Снизить риски пропуска продуктивных зон или нецелевого вскрытия водоносных пластов.

ГТИ предоставляют контекстную информацию, необходимую для интерпретации показаний ГзК, и позволяет получить оперативный, полный и весьма надежный результат о нефтегазоносности разреза.

Подводя итоги в рамках проделанной работы, можно утверждать, что при интерпретации газового каротажа, вывод неоднозначен, но довольно информативен и подкреплен исследованиями и выборкой со множества месторождений, и целесообразно проводить промыслово-геофизические исследования в скважине для оценки характера насыщения с максимальной точностью.

В данной работе на примере скважины 519Р при использовании методики, описанной ранее, и проведении интерпретации было выделено 5 пластов – коллекторов с разной оценкой характера насыщения, что указывает на высокую эффективность применения комплексного подхода, сочетающего газовый каротаж, расчеты параметров МТПФ, расчет ОПУС в его разных вариациях и построение гистограммы РАГ для оперативного выделения коллекторов.

В результате выполненного анализа материалов ГТИ скважины 519Р Северо-Комсомольского месторождения получено следующее заключение:

Пласт №1 в интервале 2086,5-2091,1 м, сложенный песчаником, насыщен газом, газоконденсатом и водами, контактирующими с залежью, по МТПФ и ОПУС<sub>3-4</sub>;

Пласт №2 в интервале 2424,76-2443,7 м, сложенный песчаником, насыщен газом и газоконденсатом по МТПФ и ОПУС<sub>3-4</sub>;

Пласт №3 в интервале 2683,5-2685,7 м, сложенный песчаником, насыщен газом, газоконденсатом и водами, контактирующими с залежью, по МТПФ и ОПУС<sub>3-4</sub>;

Пласт №4 в интервале 2685,9-2688,5 м, сложенный песчаником, насыщен газоконденсатом;

Пласт №5 в интервале 2841,7-2855,9 м, сложенный песчаником, насыщен газом, газоконденсатом и водами, контактирующими с залежью, по МТПФ и ОПУС<sub>3-4</sub>.

По методике РАГ все пласты коррелируются по характеру насыщения с результатами определения насыщения другими методами, представленными в работе, и во всех 5 пластах по поведению кривых определяется газонасыщение.

Таким образом, исходя из результатов проведенной интерпретации по методике по МТПФ, ОПУС<sub>3</sub>, ОПУС<sub>4</sub> и РАГ для определения характера насыщения пластов-коллекторов, можно утверждать, что по результатам оценки показана удовлетворительная сходимость.