

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

Кафедра геофизики

«Выделение продуктивных пластов – коллекторов нижнемеловых
отложений на Южно – Тамбейском месторождении в процессе бурения»

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 Геология
профиль «Нефтегазовая геофизика»
геологического ф-та
Шубаевой Аллы Алексеевны

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. Геолого-технологические исследования (ГТИ), проводимые непосредственно в процессе бурения скважины, не требуют простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования. Они решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их характера насыщения, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения. Одним из основных методов ГТИ является газовый каротаж, основанный на определении содержания и состава углеводородных газов в промывочной жидкости. Результаты интерпретации данных ГТИ служат основой для построения геологических моделей месторождений, оценки запасов углеводородов и планирования разработки месторождений.

Цель данной работы заключается выделением пластов – коллекторов нижнемелового возраста Южно – Тамбейского месторождения и оценке характера их насыщения в процессе бурения.

Для этого были поставлены следующие **задачи**:

- охарактеризовать геолого-геофизическую характеристику территория исследования;
- изучить выделяемые пласты – коллекторы по данным ГТИ в процессе бурения;
- описать методику интерпретации данных газового каротажа (ОПУС, РАГ);
- выделить пласты – коллекторы нижнемелового возраста в скважине №1 Южно – Тамбейского месторождения;
- дать оценку характера насыщения выделяемых пластов – коллекторов по методике ОПУС и РАГ.

Бакалаврская работа состоит из введения, 3 разделов: Геолого – геофизическая характеристика территории исследования, заключения, списка использованных источников и приложений, методика работ, результаты исследований

Основное содержание работы. Южно – Тамбейское газоконденсатное месторождение – крупное газоконденсатное месторождение в Ямальском районе Ямало – Ненецкого автономного округа России. Расположено на северо - восточном берегу полуострова Ямал, частично на шельфе Обской губы в Арктической зоне РФ.

В геологическом строении Южно – Тамбейского месторождения принимают участие осадочные образования мезозойского и кайнозойского возраста.

Южная часть Ямала относится к внешнему поясу Западно-Сибирской плиты, образующему ее борт, на котором происходит погружение фундамента и нарастание толщины осадочного чехла.

На полуострове внешний пояс представлен юго-восточным окончанием Припайхойской моноклизы, обрамляющей с северо-востока Пайхойскую складчато-надвиговую систему. Северная половина полуострова включена в состав внутренней области Западно-Сибирской плиты.

Южно-Тамбейское месторождение является уникальным по запасам газа и входит число крупнейших газовых месторождений мира. Запасы месторождения по категории С1+С2 оцениваются в 1,256 трлн. м³.

Газоносными являются нижнемеловые отложения. Газовый конденсат – с высокой концентрацией метана, концентрация алканов – до 60 %. Средняя глубина залегания УВ составляет 1125-3100 м. В составе Ямальской НГО выделяются следующие нефтегазоносные комплексы: юрский, берриас-валанжинский (ачимовский), неоком-аптский и альб-сеноманский, отделенные друг от друга региональными и зональными глинисто-

креминистыми крышками.

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 разбурировании 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.

Исторически сложилось в ГТИ, что данные исследования назывались - детальным механическим каротажем (ДМК) и для решения геологических задач использовалась не величина механической скорости проходки, а величина, обратная ей, которая физически является продолжительностью бурения 5 интервала проходки; эту величину и продолжают называть ДМК. $\text{ДМК} = 1/\text{Мех. скорость}$. Механическая скорость проходки рассчитывается в м/час, а ДМК принято измерять в мин/м, т. е. кривая ДМК более дифференцирована по глубине и времени, что и необходимо для получения геологической информации о вскрываемом разрезе.

Механическая скорость бурения зависит как от свойств разбурируемых 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. Из технологических факторов наибольшее влияние оказывают нагрузка на долото, частота вращения долота, расход бурового раствора, величина дифференциального давления в системе "скважина-пласт".

Наибольшими критическими напряжениями отличаются монолитные кварциты и полиминеральные магматические породы, из осадочных - известняки, прочность которых повышается с увеличением степени кристаллизации и окремнелости. Доломитизация и выщелачивание известняков, приводящие к появлению вторичной пористости, а также глинизация резко снижают их прочностные свойства.

При постоянном режиме бурения механическая скорость будет определяться критическим напряжением горных пород, которое характеризует физико-механические свойства пород, в том числе плотность и пористость.

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.

Э. Е. Лукьянов предложил найти один обобщенный газовый коэффициент, с помощью которого можно было бы с большой вероятностью определить характер насыщения залежи, по формуле 1.

Для этой цели им был предложен обобщенный показатель углеводородного состава (ОПУС), свободный от большинства недостатков, отмечаемых в предлагаемых ранее критериях.

В общем виде

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

где n - порядковый номер компонента.

Значения C_1, \dots, C_n , берутся в относительных процентах. При проведении непрерывного хроматографического анализа возможно автоматическое определение значений ОПУС с привязкой к разрезу при использовании соответствующих масштабных коэффициентов.

Для исключения влияния добавок нефти в промысловую жидкость предлагалось значения ОПУС определять по 4 или 3 первым компонентам, по формулам 2 и 3:

$$\text{ОПУС}_4 = C_1 * C_2 * C_3 / (C_2 + C_3 + C_4)^3, \quad (2)$$

$$\text{ОПУС}_3 = C_1 * C_2 / (C_2 + C_3)^2, \quad (3)$$

По ОПУС_3 , был определен характер насыщения 122 объектов по результатам газового каротажа разведочных площадей Пермской области (по материалам треста Пермнефтегеофизика). Эффективность разделения нефтенасыщенных (73 объекта) и водонасыщенных (49 объектов) составила 0,91.

Интересен характер распределения значений ОПУС_3 для нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов, имеющих по 3 модальных значения - 0,64; 1,4 и 2,6 для нефтяных и 3,5; 6,0 и 11 для водоносных пластов. По мнению автора, это объясняется тем, что эти группировки соответствуют различному характеру флюидонасыщения. Группа с модальным значением 0,64 соответствует нефтенасыщенным пластам с жирным газом и небольшим газовым фактором, группа пластов со значением 1,4 соответствует нефтенасыщенным пластам со средним газовым фактором и попутным газом средней жирности, а модальное значение 2,6 соответствует газонефтенасыщенным пластам. Для водонасыщенных пластов группа пластов с модальным значением 3,5 соответствует водам, находящимся в непосредственной близости от залежи (близость ВНК); значения 6,0 соответствуют водам, контактирующим с залежью на некотором удалении

(законтурные скважины), и значения 11,0 соответствуют водам бассейна (неперспективные скважины с большим удалением от залежи).

Был опробован также ОПУС, который включает все определенные на хроматографе углеводородные газы до C_7 включительно, причём если УВ C_1 - C_5 входят в выражение ОПУС не посредственно, то более тяжелые УВ входят в него опосредованно, через выражение C_2 +высш.

Этот ОПУС, по формуле 4, пишется без каких-либо индексов, так как он действительно является обобщенным показателем углеводородного состава газов

$$\text{ОПУС} = (C_2 * C_3 * C_4 * C_5) / (C_1 * (C_2 + \text{высш.})) * 100, \quad (4)$$

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. На этих палетках, на вертикальных осях откладывались средние величины относительного содержания УВ в процентах. Полученные по результатам газового каротажа, опробования или испытания пластов, как для продуктивных, так и для водоносных (непродуктивных) пластов. Через эти точки для каждого пласта проводились кривые (ломаные линии), характеризующие средний компонентный состав газа в пласте.

Результаты исследований. В соответствие с вышеописанной методикой производилось исследование нижнемеловых отложений Южно – Тамбейского месторождения скважины №1, находящегося в интервале 1500 – 2000 м.

По данным газового каротажа вскрытие продуктивных пластов подтверждаются из следующих показаний:

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости 0,27; 0,23; 0,28; 0,39 и 1,49 % абс.
- детальный механический каротаж, который является обратной

величиной механической скорости 2,0; 2,4; 1,6; 1,5; 1,5 мин/м.

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.

В соответствии с методикой раздельного анализа газа, были рассчитаны величины относительного содержания УВ.

Исходя из вычисленных данных, выделяется 5 пласт, который находится в интервале 1570-1575, как газонасыщенный, так как тяжелые углеводороды, преобладают над легкими.

По методике Э.Е. Лукьянова определялась оценка характера насыщения пластов – коллекторов в интервале 1500 – 2000 м нижнемеловых отложений, по ОПУС₃ и по ОПУС₄.

Можно отметить, что полученные значения 3,83; 4,35 и 3,95 соответствуют водам, находящимся в непосредственной близости от залежи (близость ВНК). Значение пласта 5,66 соответствует водам, контактирующим с залежью на некотором удалении. Пласт со значением 20,6 бассейна.

По формуле 2 по ОПУС₄ значения пластов равнялись 0,17; 0,22; 0,16; 0,23 и 1,3, которые соответствуют нефтяным насыщением.

На заключительном этапе сопоставлялись результаты интерпретации по трем методикам: РАГ, ОПУС₄ и ОПУС₃.

Исходя их полученных значений, можно сделать вывод, что при интерпретации газового каротажа, вывод неоднозначен и следует проводить промыслово – геофизические исследования в скважине.

Заключение. В соответствии с поставленной целью в данной работе была изучена геолого – геофизическая характеристика Южно – Тамбейского месторождения, описана методика проведения и интерпретации газового каротажа, направленная на оперативное выделение пород коллекторов в разрезе бурящейся скважины и определения характера продуктивных пластов по методике РАГ и ОПУС.

В результате выполненного анализа материалов геолого – технологических исследований скважины № 1 Южно – Тамбейского месторождения получено следующее:

– выделены пласты – коллекторы нижнемелового возраста в интервалах: 1550-1555 м.; 1555-1560 м.; 1560-1565 м.; 1565-1570 м.; 1570-1575 м;

– в выделенных пластах – коллекторах произведено определение характера насыщения по методике ОПУС₃, ОПУС₄ и РАГ.

По методике ОПУС₃ был определен следующий характер насыщения: газонефтяное, газоконденсатное и вода.

По методике ОПУС₄ пласты нефтенасыщенны, кроме пласта, который находится в интервале 1570-1575 м, характером насыщения является вода.

По методике РАГ все пласты на данных интервалах газонасыщенны.

В соответствии проведенной интерпретации по методике по ОПУС₃, ОПУС₄ и РАГ, по определению характера насыщения пластов – коллекторов показана удовлетворительная сходимость.