

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

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

Кафедра геофизики

**«Выделение перспективных пластов – коллекторов в процессе бурения
по данным Газового каротажа (на примере Оренбургского газо-
конденсатного месторождения)»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 431 группы очной формы обучения
геологического факультета
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис
нефтегазовых скважин»
Алтае Хуссейн Джавдат Кадом

Научный руководитель

кандидат геол.-мин.наук, доцент

подпись, дата

Б.А. Головин

Зав. кафедрой

кандидат геол.-мин.наук, доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2020

Введение. Геолого-технологические исследования (ГТИ) скважин и входящий в него метод газового каротажа (ГзК) широко и успешно используется при поисках нефтяных и газовых месторождений уже не один десяток лет. Важной частью геологоразведочных работ при разведке месторождений являются геофизические и геохимические методы исследования скважин.

Существенной частью этого комплекса является газовый каротаж – метод, основанный на изучении физическими методами содержания и состава углеводородных (УВ) газов и битумов в промывочной жидкости (ПЖ) в процессе бурения. Газовый каротаж, в отличие от других видов каротажа является прямым методом изучения содержания и состава углеводородов в горных породах. Газовый каротаж позволяет решать такие задачи, как выделение пластов-коллекторов, определение характера насыщения и др. Данные обстоятельства требуют адаптации ГТИ, в целом, и газового каротажа в частности, к конкретным геологическим условиям, что актуализирует тему выполненной выпускной квалификационной работы [1].

Впервые идея об использовании газов, содержащихся в буровом растворе при бурении скважин, для выявления нефтегазонасыщенности разреза была высказана в 1933 г. В.А. Соколовым и М.В. Абрамовичем. Промысловые исследования в этом направлении были проведены путем анализа газов в эпизодически отбираемых пробах раствора в 1937 г. М.Н. Бальзамовым под руководством В.А. Солоколов.

Существенный качественный скачок газовый каротаж претерпел с внедрением в практику работ газовой хроматографии, разработанной в 1951-55 гг. В.А. Соколовым, А.М. Туркельтаубом и В.А. Жуховицким. На основе этих работ были существенно улучшены теория и методика газового каротажа, разработаны и выпущены автоматические газокаротажные станции, большая роль в создании которых принадлежит Л.И. Померанцу, Г.И. Эпштейну, В.В. Владимирову.

Кроме перечисленных исследователей в развитие теории, методики измерений, интерпретации данных газового каротажа и создании аппаратуры значительный вклад снесли Саратовские исследователи Л.М. Чекалин, Б.А. Головин, Э.А. Молостовский, А.И. Толчинский.

Газовый каротаж позволяет уверенно отмечать момент вскрытия кровли коллектора в комплексе с исследованием шлама, контролировать положение долота при прохождении горизонтального участка.

Цель работы состоит в выявлении особенностей проведения газового каротажа при выделении продуктивных пластов в скважинах Оренбургского газо-конденсатного месторождения (ОГКМ).

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

- изучить геолого-геофизическую характеристику района работ;
- изучить основы проведения газового каротажа (ГзК) в конкретных геологических условиях;
- провести анализ состава углеводородных газов нефтяных месторождений Оренбургского Приуралья;
- выделить по данным Гзк в процессе бурения продуктивные пласты по скважине Оренбургского газо-конденсатного месторождения.

Данная работа включает введение, 3 раздела: раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района работы», раздел 2 «Методика газового каротажа» в третьем разделе «Результат работы», заключение, список используемых источников, приложения.

Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района работы» содержит четыре подраздела.

Подраздел 1.1 «Общие сведения о территории исследования». Содержит общие сведения о территории исследования. В административном отношении район работ расположен в центральной части Оренбургской области, близ села Верхняя Платовка, Новосергиевский район. Оренбургская

область обладает значительным по величине минерально-сырьевым потенциалом, что является следствием уникальных особенностей её геологического строения.

Во втором подразделе 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза» дано описание вскрываемых пород (0-3015 м), разрез представлен Палеозойской системой, Пермской системой

В подразделе 1.3 «Тектоника» приведены данные о структурном плане изучаемой площади. Территория проведения исследований приурочена к Волго-Уральской антеклизе, а именно к Бузулукской впадине. Поверхность платформенного фундамента в участке исследований расчленена на выступы, где фундамент залегает на глубине 2400-3600 м, и впадины, с залеганием фундамента на глубинах от 4000 м до 6000 м. Скважина находится на северном крыле центрального купола изучаемой структуры. Бузулукская впадина помимо Оренбургской области прослежена в Куйбышевской, Саратовской и Уральской областях. Она вытянута с запада на восток на расстоянии до 300 км, ее ширина составляет 100–130 км, площадь – около 35 тыс. км².

Подраздел 1.4. «Нефтегазоносность» содержит информацию о нефтегазоносности района, в котором расположено исследуемое месторождение. В продуктивной толще Оренбургского газо-конденсатного месторождения установлены три базисных геологических резервуара (I, II и III), прослеживаемых по площади месторождения и обладающих различными коллекторскими свойствами: артинско-сакмарский, сакмаро-ассельско и верхне-среднекаменноугольный. Резервуары, в свою очередь, разобцены примыкающими к ним толщами низкопоровых, уплотненных, очень слабо проницаемых пород. По нефтегазоносным комплексам основные прогнозные запасы нефти сосредоточены в пермский яруса (около 50 %), окско-башкирском (15%); газа – в пермский яруса (56%), нижнепермском (44 %); конденсата – в артинский (99 %). Объемы локализованных перспективных запасов и ресурсов (категории C₂+C₃) составляют в общей

структуре НСР: нефти 12 %; газа 23,3 %; конденсата 14,7 %. Следовательно, основные запасы УВ в Бузулукской впадине сосредоточены в пермский отложениях.

Раздел 2 «Методика газового каротажа» содержит 2 подраздела.

В подразделе 2.1 «Физические основы газового каротажа» показано, что природные газы имеют различный состав в зависимости от условий и места образования, а также последующей истории их образования. Для целей газового каротажа основной интерес представляют те природные газы, которые образуются и сохраняются в виде скоплений в толще осадочных горных пород на более или менее значительных глубинах.

Так же в подразделе рассмотрены «Углеводородные газы нефтяных и газовых месторождений». К чисто газовым залежам можно отнести такие скопления газа в пласте, когда в нем отсутствует нефть. Подобные залежи имеют довольно широкое распространение и по своему происхождению разделяются некоторыми исследователями на несколько типов.

- I. Газовые залежи неглубоко расположенных отложениях, содержащие метан, преимущественно биохимического происхождения;
- II. Газовые залежи, образовавшиеся из глубинных газоматеринских пород;
- III. Газовые залежи, образовавшиеся в результате миграции из близрасположенных нефтяных залежей.

Названные основные типы залежей углеводородных газов имеют менее высокое содержание тяжелых углеводородов по сравнению с газами нефтяных месторождений. В то же время эти типы залежей, на основании теоретических представлений, должны отличаться друг от друга по содержанию тяжелых углеводородов. Все газовые залежи с низким содержанием тяжелых углеводородов расположены в районах с исключительно или преимущественно развитой газоносностью, к которым относятся Саратовская область, Краснодарский край, Оренбургская область и т.д. Месторождения же газа с большим процентным составом тяжелых углеводородов расположены на площадях развитой нефтеносностью.

Также в подразделе 2.2 рассмотрен «Механизм обогащения буровым раствором». Газ, извлекаемый при газовом каротаже из бурового раствора, по механизму поступления его в буровой раствор разделяется на пять типов: освобожденный газ, пластовый газ, рециркулирующий газ, примесный газ, рейсовый или диффузионный газ.

В подразделе 2.2 «Технология проведения газового каротажа» показано, что Газовый каротаж (ГзК) является прямым методом выявления нефтегазоносных пластов и 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.

Основные требования к проведению газового каротажа заключаются в непрерывной дегазации бурового раствора, в отборе и дегазации бурового раствора, в непрерывном анализе газо-воздушной смеси (ГВС) и хроматографическом анализе, а также определении газонасыщенности. На этой основе далее определяется $\Gamma_{\text{сум}}$, ведется расчет $\text{CH}_4\text{-C}_6\text{H}_{14}$ и K_{C_i} . Что служит основой для определения природы аномалий. Конечным итогом проведения газового каротажа, с учетом ГИС и ИПТ, служит заключение о наличии продуктивности пласта

Так же в данном подразделе описана «Непрерывная дегазация бурового раствора», которая должна производиться постоянно в процессе бурения скважины, промывки, утяжеления бурового раствора и т.д. Для транспортировки газо-воздушной смеси (ГВС) необходимо использовать пневмолинию из материала с низкой сорбирующей способностью к тяжелым углеводородам. Газоаналитический материал состоит из следующих элементов: дегазатора, барбатера, влагоусловителя, ротаметров, блока побудителей расхода, хроматографа, суммарного газоанализатора.

Газовоздушная смесь поступает по газовоздушной линии (ГВЛ) с

поплавкового (или другого типа) дегазатора, который находится в желобной системе буровой установки.

Так же во втором разделе описан «Раздельный анализ газа с помощью хроматографа». При проведении газового каротажа обязательным условием является исследование покомпонентного (раздельного) состава углеводородного газа эвакуируемого на анализ из дегазатора. Покомпонентный состав углеводородного газа определяется с помощью хроматографического анализа, проводимого с использованием газового хроматографа, работающего в составе станции ГТИ. Хроматограф имеет циклический (дискретный) характер работы, время анализа одной дозы газовой смеси на хроматографе должно выбираться таким образом, чтобы на каждый пробуренный метр скважины иметь, как минимум (при высокоскоростном бурении), одну разгонку на хроматографе.

В третьем разделе «Результат работы» приводятся данные по непрерывному анализу газа (ГВЛ) по одной из скважин ОГКМ. Геолого-технологические исследования строительства эксплуатационной скважины Оренбургского НГКМ проведены в период с 07 мая по 08 июня 2019 года.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе 1 ствола скважины зарегистрированы следующие фоновые показания:

средний уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора 3,2176% абс; удельная газонасыщенность шлама 41,54см³/дм³; люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балла беловато-голубого, желтого - легкие, маслянисто-смолистые битумоиды.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины выделены возможные перспективные объекты в интервалах (вертикальная глубина):

- 1930,3-1931,4м/1872,8-1873,4м; 1932,3-1933,9м/1873,8-1874,4м; 1966,8-1967,6м/1884,6-1885м.

Получено: уровень газопоказаний по данным частичной дегазации

буровой промывочной жидкости до 0,0037% абс; удельная газонасыщенность шлама до 0,039 см³/дм³; люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балла, желтого, цвета свечения - маслянисто-смолистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов артинского яруса, насыщенных газом в интервалах:

- 2042,4-2043,1/1894,6-1894,7м; 2045,3-2046,9/1894,8-1895м; 2059,8-2063,5/1895-1895,4м; 2064,7-2067,9/1895-1895,4м; 2079,4-2080,4/1895-1895,4м; 2085,7-2086,9/1895-1895,4м; 2091,1-2093/1895-1895,4м; 2095,8-2100/1895,5-1895,8м; 2103,8-2108,2/1896-1896,2м; 2120-2124,9/1896,6-1896,8м; 2156,7-2203,5/1897-1898,8м; 2224,8-2234,5/1901-1902,2м; 2239,5-2244,5/1903-1903,6м; 2248-2260,3/1904-1906,2м. При этом: уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 36,7968% абс; удельная газонасыщенность шлама до 169,85 см³/дм³; люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балла, желтого, цвета свечения - маслянисто-смолистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов артинского яруса, насыщенных нефтью.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе 2 ствола скважины зарегистрированы следующие фоновые показания: средний уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора 1,8959% абс; удельная газонасыщенность шлама 27,5 см³/дм³; люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балла беловато-голубого, желтого - легкие, маслянисто-смолистые битумоиды.

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

- 1893,2-1894,9м/1866,6-1867,6м; 1902,4-1903,2м/1872-1872,8м; 1904,9-1905,9м/1874-1874,4м; 1907,9-1908,5м/1875,8-1876м. При этом: уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 23,6265% абс; удельная газонасыщенность шлама

до 151,75 см³/дм³; люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балла беловато-голубого – легкие битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов артинского яруса, насыщенных газом в интервалах:

- 1948,2-1948,7/1896,2-1896,4м; 1950-1951,5/1897-1897,6м; 1953,7-1955,4/1898,6-1899,4м; 1964,1-1967,8/1902,8-1904,2м; 1972,2-1974,7/1906-1907м; 1975,3-1979,3/1907,2-1908,6м; 1985,1-1995,4/1910,5-1913,7м; 2000-2007,5/1915,1-1916,8м; 2012,6-2016,3/1918,2-1919м; 2019-2021,5/1919,4-1919,8м; 2023,7-2024,9/1919,9-1920,4м; 2051,8-2058,1/1923,1-1923,5м; 2058,9-2060,1/1923,1-1923,5м; 2081,7-2083,1/1924,2-1924,5м; 2084,2-2097,4/1924,2-1924,5м; 2098-2099,1/1924,2-1924,5м; 2104,4-2105,3/1924,2-1924,5м; 2116,7-2137,4/1924,7-1925,5м; 2147,8-2164/1925,8-1926м; 2169,9-2213,9/1926,1-1926,8м; 2215-2216,7/1928-1929,3м; 2220,8-2233,5/1929,7-1930,8м; 2254,6-2276,9/1933-1934,3м; 2282-2305,8/1933-1934,3м; 2306,7-2310,5/1933-1934,3м; 2320,7-2325,1/1933-1934,3м; 2331,9-2337,6/1933,4-1935м; 2338,8-2350,7/1933,4-1935м; 2356,9-2368,7/1933,4-1935м; 2411-2461,3/1933,4-1935м; 2485,4-2517,7/1933,4-1935м. Получено: уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 33,1689% абс; удельная газонасыщенность шлама до 168,67 см³/дм³; люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балла, желтого цвета свечения - маслянисто-смолистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов артинского яруса, насыщенных нефтью.

Таким образом, в процессе проведения ГТИ по данным геолого-геохимических исследований, а также по данным газового каротажа в 1 стволе исследуемой скважины ОГКМ были выделены перспективные объекты артинского яруса (пласт Р₅) в интервалах: 1930,3-1931,4м; 1932,3-1933,9м; 1966,8-1967,6м - пласты-коллектора, насыщенные газом; были выделены перспективные объекты артинского яруса (пласт Р₅) в интервалах: 2042,4-2043,1м; 2045,3-2046,9м; 2059,8-2063,5м; 2064,7-2067,9м; 2079,4-

2080,4м; 2085,7-2086,9м; 2091,1-2093м; 2095,8-2100м; 2103,8-2108,2м; 2120-2124,9м; 2156,7-2203,5м; 2224,8-2234,5м; 2239,5-2244,5м; 2248-2260,3м - пласты-коллектора, насыщенные нефтью.

По данным газового каротажа во 2 стволе скважины были выделены перспективные объекты артинского яруса (пласт P₅) в интервалах: 1893,2-1894,9м; 1902,4-1903,2м; 1904,9-1905,9м; 1907,9-1908,5м - пласты-коллектора, насыщенные газом; выделены перспективные объекты артинского яруса (пласт P₅) в интервалах: 1948,2-1948,7м; 1950-1951,5м; 1953,7-1955,4м; 1964,1-1967,8м; 1972,2-1974,7м; 1975,3-1979,3м; 1985,1-1995,4м; 2000-2007,5м; 2012,6-2016,3м; 2019-2021,5м; 2023,7-2024,9м; 2051,8-2058м; 2058,9-2060,1м; 2081,7-2083,1м; 2084,2-2097,4м; 2098-2099,1м; 2104,4-2105,3м; 2116,7-2137,4м; 2147,8-2164м; 2169,9-2213,9м; 2215-2216,7м; 2220,8-2233,5м; 2254,6-2276,9м; 2282-2305,8м; 2306,7-2310,5м; 2320,7-2325,1м; 2331,9-2337,6м; 2338,8-2350,7м; 2356,9-2368,7м; 2411-2461,3м; 2485,4-2517,7м - пласты-коллектора, насыщенные нефтью.

Заключение. Газовый каротаж является прямым методом выявления и изучения нефтегазовых коллекторов, именно этим он выгодно отличается от других геофизических методов исследования скважин. Поскольку относительное содержание и состав УВ газов прямым образом связаны с нефтегазоносностью отложений, то особенность газового каротажа так же состоит в том, что его информационно-измерительная система должна быть настроена на конкретные геологические условия изучаемого месторождения, технологию бурения и др.

С этой целью в работе был проанализирован состав газа различных месторождений РФ, механизм поступления газа в буровой раствор и геолого-технологические условия вскрытия пластов-коллекторов на примере ОГКМ.

По данным непрерывной дегазации были выделены участки увеличения газопоказаний связанные с поступлением пластового газа в буровой раствор. Последнее позволило выделить по данным газового каротажа в 1-ом стволе исследуемой эксплуатационной скважины ОГКМ

пласты-коллекторы артинского яруса (пласт P₅) в 3 интервалах насыщенные газом и пласты-коллекторы артинского яруса (пласт P₅) насыщенные нефтью в 14 интервалах.

По данным газового каротажа во 2 стволе исследуемой скважины были выделены в 4 интервалах пласты-коллекторы артинского яруса (пласт P₅) насыщенные газом и выделены пласты-коллекторы артинского яруса (пласт P₅) насыщенные нефтью в 31 интервалах.