

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

Кафедра геофизики

**«Выделение пластов-коллекторов и характер их насыщения методом
газового каротажа на примере бурения поисково-оценочной скважины №1
на перспективной Воскресенской структуре»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического ф-та
Мамедова Хаяла Бейбала оглы

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. В Самарской области – одном из старейших нефтедобывающих регионов европейской части России с добычей нефти около 12 млн т в год (2009 год), ведущейся, в основном, на старых месторождениях ее северной и центральной частей, южная и юго-восточная части, в пределах которой и расположен объект изучения, представляют собой основной полигон для наращивания базы разведанных запасов, концентрируя около 53% перспективных и прогнозных ресурсов области [1]. При этом эта территория, несмотря на усиливающийся интерес к ней нефтегазовых компаний, по-прежнему характеризуется относительно слабой степенью изученности, особенно глубоким бурением.

Одним из перспективных объектов расположенных в пределах Хворостянского лицензионного участка (ЛУ), является Воскресенская структура.

Целью бакалаврской работы является выделение пластов-коллекторов и характер их насыщения методом газового каротажа на примере бурения поисково-оценочной скважины №1 на перспективной Воскресенской структуре.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

- собрать и проанализировать геолого-геофизические материалы, характеризующие геологическое строение и нефтеносность Воскресенской структуры;
- рассмотреть методы проведения газового каротажа в процессе бурения;
- рассмотреть методы хроматографического анализа газа, термвовакуумной дегазации раствора, керна и шлама;
- рассмотреть методику палеток раздельного анализа газа, люминисцентно-битуминологического анализа шлама, керна;
- определение характера насыщения пластов-коллекторов по газовому каротажу.
- вскрытие проектных нефтегазоперспективных комплексов пород в пределах контура ловушки по всему разрезу отложений;

- выделение во вскрытом разрезе пластов - коллекторов и флюидоупоров и оценка продуктивности каждого пласта по совокупности геолого-геофизических данных;
- изучение физических свойств коллекторов по лабораторным исследованиям керна и материалам геофизических исследований скважин.

Бакалаврская работа основана на анализе, систематизации, обобщении фактического материала (материалы сейсморазведки, результатов бурения и испытания скважин на соседних месторождениях, материалы лабораторных исследований керна, флюидов), опубликованных и фондовых источников, в которых рассматриваются вопросы геологического строения и нефтегазоносности рассматриваемого участка.

Бакалаврская работа состоит из трех разделов: геологическая характеристика района, методика работ, результаты исследований, введения, заключения, списка использованных источников и пяти приложений. Для исследования в работе были описаны результаты геолого-геохимических исследований и результаты интерпретации газового каротажа.

Основное содержание работы. В административном отношении Воскресенское месторождение расположено в Хворостянском районе Самарской области в пределах Хворостянского лицензионного участка.

По результатам комплексной интерпретации имеющегося сейсмического материала, в пределах Хворостянского участка и сопредельных территорий Богородского, Григорьевского и Тамбашинского участков, была выявлена Воскресенская структура. При этом для ее подготовки использовались профили образующие общую систему с ранее отработанными профилями, проходящими через Васильковское месторождение и заходящие на Хворостянский участок в районе Воскресенской структуры. При подготовке изучения строения района Васильковской структуры, также, использовались результаты обработки профилей Тамбашинского участка. Основанием для составления проектного литолого-стратиграфического разреза явились результаты сейсморазведочных работ, данные паспорта на структуру, подготовленную к поисковому бурению

АО «Волгограднефтегеофизика» [3], а также данные структурного и глубокого бурения на нефть и газ на прилегающих площадях.

Осадочный чехол залегает на породах фундамента и представлен девонской, каменноугольной, пермской, неогеновой и четвертичной системами, как показано на приложении А.

Подготовленная площадь работ расположена в пределах Хворостянского лицензионного участка, которая по тектоническому районированию расположена на юго-восточном склоне Жигулёвской вершины Жигулевско-Пугачёвского свода. Крупнейшими из локальных структур являются Жигулёвский, Южно-Жигулёвский, Покровский, Гражданский и другие валы вершины Жигулёвско-Пугачёвского свода. Воскресенская структура представляет собой антиклинальную складку, которая относится к серии поднятий, сформированных над эрозионно-тектоническим выступом кристаллического фундамента, осложняющего восточный склон Духовницкого выступа и унаследованно прослеживается в строении осадочного чехла до среднего карбона [3].

Площадь проектируемых работ, расположенная в пределах Хворостянского лицензионного участка, приурочена к Средне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Жигулевско-Пугачевский свод относится к самым старым нефтяным районам Самарской области [5].

Основные перспективы связываются с карбонатным верхнедевонско-нижнекаменноугольным комплексом, в составе отложений упинского горизонта и терригенным нижневизейским комплексом, в составе отложений бобриковского горизонта.

В непосредственной близости от исследуемого Хворостянского участка, находятся Богородское, Кротовское, Васильковское, Никольское нефтяные месторождения - в Саратовской области, Покровское, Медведевское, Гражданское нефтяные месторождения - в Самарской области [6].

На Богородском месторождении нефтеносными являются отложения упинского (C_{1up}) и бобриковского (C_{1bb}) горизонтов.

Продуктивный пласт упинского горизонта представлен известняками серыми массивными, трещиноватыми с коэффициентом открытой пористости 13%. Покрышкой является глинистый пласт в кровле упинского горизонта. Отложения комплекса регионально продуктивны и на Богородском месторождении [7].

Методика работ. Комплекс геохимических исследований скважин включает: газовый каротаж, применяемый в двух вариантах: в процессе бурения и после бурения. Геологотехнологические исследования скважин заключаются в сборе и обработке комплексной геологической, геохимической, геофизической и технологической информации. Основными объектами информации являются промывочная жидкость, шлам, параметры гидравлической и талевой системы буровой установки и др.

Газовый каротаж основан на изучении содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости, а также основных параметров, характеризующих режим бурения. Поровое пространство нефтегазоносных пород заполнено в основном смесью предельных углеводородов, значительная часть которых находится в газообразном состоянии.

Газовый каротаж после бурения проводится при возобновлении циркуляции промывочной жидкости после простоя скважины. О газонасыщенности пластов при этом судят по содержанию в промывочной жидкости (глинистом растворе) углеводородных газов, поступающих из пласта в скважину в результате их фильтрации и диффузии. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, зон аномально высоких поровых давлений, предупреждения выбросов нефти и газа.

Привязка данных газового каротажа осуществляется программой регистрации по данным времени отставания, складываемой из времени отставания циркуляции бурового раствора в скважине и газовой воздушной линии

(ГВЛ). Время циркуляции бурового раствора рассчитывается из отношения объема затрубного пространства и расходом промывочной жидкости. Газовый хроматограф представляет собой аналитический прибор, с помощью которого осуществляется определение количественного состава смеси веществ, доведенных до газообразного состояния путём нагрева пробы. Исследуемое вещество может быть жидким, газообразным или твёрдым. В данном случае проба находится в виде раствора.

Термовакuumный дегазатор предназначен для полного извлечения газов из проб бурового шлама и образцовых порций промывочных жидкостей. Изделие может быть использовано при проведении геолого-технологических исследований на нефтяных и газовых скважинах [12]. Газовоздушная смесь собирается вверху колбы и останавливает подъём жидкости. Объём газовоздушной смеси определяется по шкале нанесённой вверху колбы. Этот объём служит для расчета коэффициента, на который умножаются значения, полученные на хроматографе в абсолютных процентах. Газ для анализа забирается через резиновую трубку, надетую на штуцер крана.

Для получения прямой геологической информации о литологическом составе, фильтрационно-емкостных свойствах и характере насыщения вскрываемого разреза в скважинах отбираются образцы пород, называют керном. Так как проектная скважина поисковая, то шлам необходимо отбирать по всему разрезу. Учитывая то, что шлам отбирают через равные интервалы в зависимости от характера разреза и его возможной нефтегазонасыщенности. Шлам по всему разрезу будет отбираться через каждые 5 м, т.к. толща сложена достаточно однообразными породами (известняками, доломитами). В продуктивных пластах отбор шлама проводить через каждые 1 м, для наиболее полного определения литологического состава (он разнообразен в нижней продуктивной части разреза. Описание шлама заносится в геологический журнал [13].

Литолого-стратиграфическое расчленение разреза скважины по данным ГИС включает следующие операции: увязку диаграмм различных методов по

глубине; определение границ, мощностей и глубины залегания пластов; оценку литологической характеристики пластов и их стратиграфической приуроченности.

Для решения задач по разрезу в целом применяются диаграммы обязательного комплекса исследований, выполняемых по стволу скважины в масштабе 1:500. В перспективных интервалах используются результаты детальных геофизических исследований, выполняемых в масштабе 1:200 [14].

Увязку диаграмм различных методов по глубине выполняют в пластах с наиболее четко выраженными границами. Этому условию соответствуют границы пластов с резко различными физико-геологическими свойствами.

Результаты геолого-геохимических исследований. Поисково-оценочная скважина №1 Воскресенская заложена с целью поиска залежей нефти в бобриковских, упинских и малевских отложениях. Проектная глубина скважины – 1400 м, проектный горизонт – заволжский надгоризонт.

В ходе строительства скважины интервал исследований 727-1396 м.

Бурение скважины сопровождалось станцией геолого-технологических исследований, регистрация газового каротажа осуществлялась газовым хроматографом «СНГС-04М». Газовый каротаж выполнялся в процессе бурения по технологии непрерывной принудительной дегазации.

Для выделения в разрезе скважины предполагаемых продуктивных интервалов использовались данные по непрерывной дегазации. Аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора в два и более раза превышающее фоновые значения наблюдается в интервале: 1309 – 1320 м и равно 7, 5 и 8 см³/л соответственно выделенным интервалам. С целью опробования различных методик интерпретации данных газового каротажа в качестве объекта исследования были выбраны бобриковский (C1bb) и упинский (C1up) горизонты (приложение А).

Бурение проводилось с отбором двух кернов в бобриковском и упинском горизонтах, проедено оперативное литологическое макроописание и термовакуумная дегазация образцов керна, описанием проб шлама и ЛБА через 5

метров, а при вскрытии пластов-коллекторов в интервалах 1359 - 1386 м и 1309 - 1330 м через 2 метра.

В разрезе поисково-оценочной скважины №1 выделение пластов-коллекторов проводилось по отбору шлама, в котором определялись минералогический состав и текстурно-структурные свойства пород.

В разрезе выделены породы-коллекторы бобриковского горизонта вскрытые в интервале 1309-1330 м.

По анализу шлама отложения представлены песчаниками кварцевыми, светло-серыми, участками кремовыми, участками буроватыми, мелко-, среднезернистыми, полуокатанными, полуугловатыми, на глинистом, местами слабокарбонатном цементе, слабой крепости. С запахом и редкими выпотами УВ. Аргиллитами серыми, темно-серыми до чёрных, плотными, тонкослоистыми, средней крепости, с тонкими прослойками угля. Без признаков УВ. Глинами темно-серыми, серыми, известковистыми, вязкими.

По семи образцам керна сделаны анализы ТВД. Результаты ТВД представлены в таблице 1 - 7 и рисунке 1.

Таблица 1 – ТВД образца № 1

Песчаник	C1	C2	C3	C4	C5	C1+...+C5	Единица измерения
	0.4000	1.0624	1.3568	1.5552	1.6032	5.9776	см ³ /дм ³
	6.7	17.8	22.7	26.0	26.8	100.00	отн%

Таблица 2 - ТВД образца № 2

Песчаник+Аргиллит	C1	C2	C3	C4	C5	C1+...+C5	Единица измерения
	1.3440	0.9870	0.3570	0.2070	0.1830	3.0780	см ³ /дм ³
	43.7	32.1	11.6	6.7	5.9	100.00	отн%

Таблица 3 - ТВД образца № 3

Аргиллит	C1	C2	C3	C4	C5	C1+...+C5	Единица измерения
	0.4060	0.2175	0.0667	0.0377	0.0754	0.8033	см ³ /дм ³
	50.5	27.1	8.3	4.7	9.4	100.00	отн%

Таблица 4 - ТВД образца № 4

Песчаник+	C1	C2	C3	C4	C5	C1+...+C5	Единица измерения
Аргиллит	0.1035	0.0184	0.1012	0.0138	0.0184	0.2553	см ³ /дм ³
	40.5	7.2	39.6	5.4	7.2	100.00	отн%

Таблица 5 - ТВД образца № 5

Песчаник	C1	C2	C3	C4	C5	C1+...+C5	Единица измерения
	0.4806	0.3483	0.2457	0.1728	0.1404	1.3878	см ³ /дм ³
	34.6	25.1	17.7	12.5	10.1	100.00	отн%

Таблица 6 - ТВД образца №6

Уголь	C1	C2	C3	C4	C5	C1+...+C5	Единица измерения
	3.2364	1.4544	0.3768	0.1344	0.2748	5.4768	см ³ /дм ³
	59.1	26.6	6.9	2.5	5.0	100.00	отн%

Таблица 7 - ТВД образца № 7

Уголь	C1	C2	C3	C4	C5	C1+...+C5	Единица измерения
	0.0462	0.0339	0.0228	0.0162	0.0135	0.1326	см ³ /дм ³
	34.8	25.6	17.2	12.2	10.2	100.00	отн%

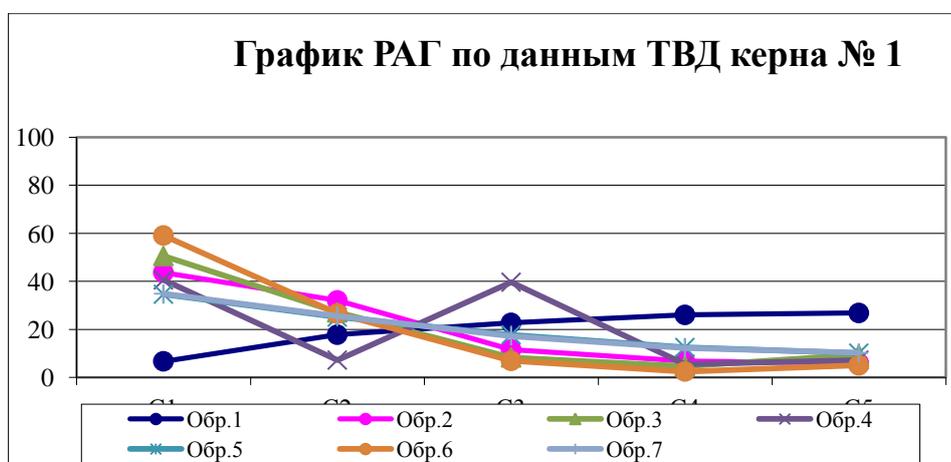


Рисунок 1 - График РАГ по данным ТВД керна №1

При проведении газового каротажа в поисково-оценочной скважине №1 с глубины 1309 м параллельно с ростом концентрации углеводородов при подходе к продуктивным коллекторам регистрировалось аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора в два и более раза превышающее фоновые значения.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины зарегистрированы следующие фоновые показания по газовому каротажу: уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора в интервале 1309 – 1339 м составляет от 0,012 - 1,0695 % абс средний уровень 0,1564 % абс.

Определение стратиграфической приуроченности пород по данным ГИС выполнялось на основе выделения на диаграммах геофизических реперов и сопоставления с ГТН и прогнозными геолого-геофизическими разрезами. В качестве реперов, использовались регионально выдержанные по геологическим свойствам и мощности пласты, соответствующие определенным стратиграфическим горизонтам и имеющие характерную форму кривых на диаграммах ГИС, позволяющие его легко выявлять. В некоторых случаях в качестве реперов использовались не пласты, а границы смены отложений.

По данным газового каротажа по суммарным газопоказаниям, аномалии были отмечены в интервале 1309-1320 м и иллюстрируются на приложении Ж.

Таким образом, при интерпретации газового каротажа в скважине №1 был выделен перспективный объект бобриковского возраста в интервале: 1309 – 1311 м - пласт-коллектор насыщенный нефтью, исходя из незначительной мощности 1,2 м по керну №1 и высоким показаниям по данной непрерывной дегазации. Коллектор представлен песчаниками кварцевыми, светло-серыми, участками кремовыми, участками буроватыми, мелко-, среднезернистыми, полукатанными, полуугловатыми, на глинистом, местами слабокарбонатном цементе, слабой крепости. С запахом и редкими выпотами УВ. В пласте-коллекторе в интервале 1309 - 1311 м люминесценция хлороформных вытяжек шлама составила 4 балла, желтоватого цвета, что говорит о присутствии в

породах маслянисто-смолистых битумоидов (нефти и битумоиды с содержанием: масел больше 60%, асфальтенов 1-2%).

Заключение. В соответствии с поставленными задачами в бакалаврской работе описаны комплексы ГТИ, изучено геологическое и тектоническое строение района работ. Описаны технологические, геологические методы и методики выполнения геологических исследований газового каротажа, ТВД, отбор керна, люминесцентно-битуминологического анализа и ГИС. Дано описание методики определения характера насыщения при помощи газового каротажа, керна и построения палеток РАГ, интерпретации ГИС.

Основой интерпретации является прогнозный разрез с использованием материалов ГИС-ГТИ, в нем отмечаются прогнозируемые глубины залегания границ литолого-стратиграфических комплексов.

Аномалии приурочены к вскрытию терригенных коллекторов бобриковского горизонта, насыщенных остаточной нефтью.

В процессе проведения ГТИ по данным геолого-геохимических исследований, а также по данным газового каротажа были выделены объекты бобриковского горизонта в интервале: 1309,5 - 1310,7 м - пласт-коллектор, насыщенный остаточной нефтью.

По интерпретации ГИС в бобриковском горизонте породы с хорошими коллекторскими свойствами, по коэффициенту насыщения водонасыщен.

По данным керна и ИПТ коллектор бобриковского горизонта не продуктивен.

