

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования  
**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ НЮГЮ ЧЕРНЫШЕВСКОГНО»**

Кафедра геофизики

**«Оперативное определение характера насыщения пород-коллекторов  
при проведении ГТИ и ГИС на примере Андреевского месторождения  
Саратовской области»»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 5 курса 531 группы  
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»  
геологического ф-та  
Шабанова Ильи Александровича

**Научный руководитель**

К. г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

К.Б. Головин

**Зав. кафедрой**

К. г.- м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2022

**Введение.** Геолого-технологические исследования решают комплекс геологических и технологических задач, для оперативного выделения в разрезе скважины перспективных залежей на нефть и газ, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, отбора керна, испытание и изучение методами ГИС выделенных объектов. Газовый каротаж входит в комплекс ГТИ и составляет его существенную часть.

Административно Андреевское месторождение расположено в Духовницком районе Саратовской области

Целью бакалаврской работы является выделение пластов-коллекторов в отложениях малевского, упинского, бобриковского горизонта и башкирского яруса на примере исследований газового каротажа.

Для достижения цели необходимо выполнить следующие задачи:

- собрать и проанализировать геолого-геофизические материалы, характеризующие геологическое строение и нефтеносность Андреевского месторождения;
- изучить литолого-стратиграфический разрез по данным ГИС,
- рассмотреть основы механического каротажа, газового каротажа, ЛБА, ТВД;
- рассмотреть литологические, петрофизические, газометрические исследования шлама и керна;
- определить характер насыщения пород-коллекторов по соотношению методов, основанных на исследовании керна, шлама и ГИС.

Бакалаврская работа состоит из трех разделов: геолого-геофизическая характеристика территории исследования, геолого-технологические задачи по данным ГТИ, результаты работ, введения, заключения, списка использованных источников и шесть приложений. Для исследования в работе были описаны и использованы методы РАГ и ОПУС<sub>4</sub>.

**Основное содержание работы.** Андреевское месторождение, приурочен к южному склону Жигулевского свода Волго-Уральской антеклизы, характеризующейся сложным строением, состоящей из

нескольких выступов фундамента (сводов), разделенных впадинами, выполненными средне- и верхнепалеозойскими отложениями. На юго-востоке Жигулевский свод граничит с Бузулукской впадиной, на юге - с Иргизским прогибом, который отделяет его от Пугачевского свода

Структура Андреевская – 1, представляет собой антиклинальную складку, сформированную в отложениях осадочного чехла над эрозионно-тектоническим выступом кристаллического фундамента. В отложениях осадочного чехла Андреевская – 1 структура унаследовано прослеживается по всем основным горизонтам до поверхности верейского горизонта среднего карбона

Исходя из анализа структурного плана структура Андреевская-1, в ее пределах в нижне- и среднекаменноугольных отложениях ловушки структурного типа.

Андреевское нефтяное месторождение расположено в пределах – Средне-Волжской нефтегазоносной области, которая входит в Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию.

Нефтегазоносность месторождения приурочена к башкирским известнякам верхнекаменноугольного возраста, бобриковским песчаникам и упинским известнякам нижнекаменноугольной системы. По сложности геологического строения Андреевское месторождение относится к категории простых. По величине запасов к мелким.

### **Методика исследования**

Для решения геологических задач применяется типовой комплекс исследований, включающий методы изучения шлама, керна, промывочной и пластовой жидкости, параметров бурения. В этот комплекс входят (в порядке очередности поступления информации из скважины):

- механический каротаж;
- фильтрационный каротаж;
- газовый каротаж в процессе бурения;
- исследования шлама и керна;

- литологические, петрофизические, газометрические исследования керна и шлама; комплекс литологических, петрофизических, газометрических исследований керна и шлама включает в себя кальциметрию, люминисцентно-битуминологический анализ (ЛБА), термовакuumную дегазацию (ТВД), определение минералогической плотности и коэффициента пористости;

- построение шлагограммы и литологической колонки с предполагаемой стратиграфической привязкой вскрываемых отложений (стратиграфическая привязка уточняется в процессе дальнейшего строительства скважины после проведения ГИС и палеонтологических исследований шлама и керна);

- оперативный комплексный анализ материалов, полученных в результате исследований керна и шлама, газового каротажа, фильтрационного каротажа, детального механического каротажа, с привлечением материалов ГТИ и ГИС по исследуемой скважине.

Первоочередное расчленение разреза производилось по данным механического каротажа.

Механический каротаж как метод основан на изменении скорости бурения ( $V_{\text{мех.}}$ ) или обратной ее величины – продолжительности бурения заданного постоянного интервала (ДМК). При прочих равных условиях эти параметры зависят от литологического состава пород и коллекторских свойств. Метод применяется для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и зон АВПД.

Механический каротаж проводится путем измерения времени бурения заданного интервала проходки (0,1; 0,2; 0,4; 1,0 м) или механической скорости с помощью датчиков, входящих в комплект геолого-технологической станции.

К основным факторам, снижающим информативность механического каротажа, относятся резкие изменения режимных параметров бурения, частые спуско-подъемные операции при малых интервалах долбления (2-3 м), применение разных типоразмеров долот, бурение со значительным превышением гидростатического давления над пластовым. Кривые изменения механической скорости бурения или ДМК строятся на сводной диаграмме

геологических исследований, а сведения об изменении и средних значениях механической скорости заносятся в ежесуточную сводку.

Газовый каротаж является основной модификацией метода, включающей изучение изменения ко стволу скважины содержания и состава газов, поступающих в ПЖ в процессе бурения горных пород, и изменения параметров, характеризующих режим бурения скважин, а также каротаж по шламу. Результаты газового каротажа в процессе бурения представляются в виде комплекса параметров, зафиксированных в функции исправленных глубин и характеризующих газо- и нефте- содержание пластов, вскрытых скважиной, комплекса технологических параметров, зафиксированных также в функции глубин, и результатов исследования шлама.

Информативными для выделения НГП и прогнозной оценки характера их насыщения в настоящее время являются предельные УВ от метана ( $C_1$ ) до гексана ( $C_6$ ).

Макро- и микроскопические исследования являются визуальными методами определения литологического состава и других особенностей пород по шламу и керну. Шлам исследуется с применением бинокулярного стереоскопического микроскопа типа МБС, керна – с помощью лупы с 6-12-кратным увеличением.

В процессе исследований устанавливается цвет, структура породы, текстура породы, твердость, степень уплотненности породы, крепость породы, состав цемента, тип цемента, тип коллектора, пористость и кавернозность, трещиноватость, битуминозность, нефтеносность.

Определение карбонатности пород осуществляется путем измерения объема или давления углекислого газа, выделившегося при взаимодействии исследуемой породы с соляной кислотой, и проводится с целью определения литологического состава пород. Количество  $CaCO_3$  и  $CaMg(CO_3)_2$  определяется с помощью калибровочного графика, который строится по результатам анализа навесок чистых карбонатных минералов.

С помощью люминесцентного анализа обнаруживают битумы в шламе (или буровом растворе) по их люминесценции под действием ультрафиолетовых лучей. Для этого служит люминоскоп, входящий в комплект газометрических станций. Люминоскоп — это светонепроницаемая камера, внутри которой находится источник ультрафиолетового излучения — кварцевая лампа. Свет лампы проходит через фильтр (стекло Вуда), непроницаемый для видимой части спектра излучения и пропускающий лишь его ультрафиолетовую часть. Ультрафиолетом облучают исследуемый образец шлама (или жидкости) и визуально определяют интенсивность и цвет его свечения, форму люминесцентного пятна.

При очень высоком содержании битумов наблюдается концентрационное гашение люминесценции. При умеренно *большом* содержании битумов люминесценция проявляется в виде светящегося пятна, при среднем — в виде *кольца*, при малом — в виде отдельных точек. Цвет люминесценции зависит от состава битумоидов: желто-голубоватый, *исчезающий* по мере испарения хлороформа, — для *легких* битумоидов; желтый, переходящий в коричневый при испарении растворителя, — для тяжелых битумоидов с большим содержанием смол и асфальтенов.

При визуальном просмотре отмечают цвет, размер и интенсивность люминесценции битуминозных веществ, а также взаимное расположение битуминозных компонентов между собой. Цвета люминесценции, наблюдаемые при визуальном просмотре, обычно отличаются меньшим разнообразием (голубые, синие, беловато-голубые, беловато-желтые), чем при проведении капельно-люминесцентного анализа.

Различие битумосодержания в двух типах экстракта (хлороформенном и петролейном) характеризует содержание асфальтенов. Высокое значение этого параметра характерно для битуминозных пород и пород с тяжелыми окисленными нефтями.

Термо-вакуумная дегазация (ТВД) является инструментом для извлечения углеводородных газов из открытых пор шлама, а также для

извлечения газа, содержащегося в буровом растворе. После извлечения газа определяется его количество и при помощи хроматографа анализируется его состав. Такой анализ проводится с целью выявления продуктивных нефтегазоносных пластов и выделения зон аномально высоких поровых и пластовых давлений. Следует отметить, что данный метод является дополнительным при выявлении продуктивных пластов-коллекторов.

**Результаты работ.** Скважина №1 Андреевского месторождения пробурена до забоя 1356, вскрыла заволжские отложения.

На скважине №1 Андреевского месторождения 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 анализу шлама в продуктивном разрезе разбуривались рыхлые породы пласта-коллектора представленные известняками светло-серыми, белыми, скрыто-мелкокристаллическими, плотными, средней крепости.

За время проведения геолого-геохимических исследований стволом скважины, отбор шлама совместно с ГИС были вскрыты отложения каменноугольной и девонской систем.

По результатам обработки и анализа лабораторно-аналитических исследований керна, продуктивных башкирских, бобриковских, малевских и упинских отложений скважины №1 Андреевского месторождения, изучен литологический состав и строение, определены фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов и выявлены факторы, определяющие коллекторский потенциал и нефтегазоносность слагающих его пород. Для характеристики пород-коллекторов терригенных пород использовалась классификация А.А. Ханина и карбонатных отложений использовалась классификация К.И. Багринцевой. Характеристики фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) кернов.

Таким образом, приведенный анализ результатов лабораторного изучения фильтрационно-емкостных свойств пород в пределах интервалов охарактеризованных керновым материалом свидетельствует, что:

-наилучшими коллекторскими свойствами характеризуются отложения бобриковского горизонта, обладающие весьма высокими фильтрационно-емкостными свойствами;

-более низким коллекторским потенциалом обладают карбонатные породы нижнебашкирского подъяруса, упинского и малевского горизонтов, где значительную долю составляют коллекторы с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, что не исключает возможного развития коллекторов со сложной структурой пустотного пространства порово-трещинного, каверно-трещинно-порового типа.

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

в интервале 809.1-811.6м

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0.26% абс;

- удельная газонасыщенность образцов керна до 0.4 см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>;

- люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3 балла, беловато-желтого цвета, маслянистые битумоиды;

-визуальные признаки по керну №1 - на свежем сколе каверны, поры и трещины заполнены УВ с резким запахом нефти.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных пластов-коллекторов черемшано-прикамского возраста, нефтенасыщенных.

В интервале 1247.9-1251м

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0.017% абс;

- удельная газонасыщенность образцов керна до 3.6 см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>;

- люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3 балла, желтого цвета, маслянистые битумоиды;



- визуальные признаки по керну №2 - на свежем сколе со слабым запахом УВ.

Аномалия приурочена к вскрытию терригенных пластов-коллекторов бобриковского возраста, насыщенных нефтью.

В интервале 1293.3-1296.7м

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0.5% абс;

- удельная газонасыщенность образцов керна до 23.9 см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>;

- люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3 балла, голубовато - желтого цвета, маслянистые битумоиды;

-визуальные признаки по керну №3 - с редкими выпотами нефти по всему интервалу, с запахом УВ.

Аномалия приурочена к вскрытию терригенных пластов-коллекторов упинского возраста, насыщенных нефтью

В интервале 1315.4-1316.9м

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0.13% абс;

- удельная газонасыщенность образцов керна до 15.2 см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>;

- люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3 балла, желтого цвета, маслянистые битумоиды;

-визуальные признаки по керну №4 - с редкими выпотами нефти по всему интервалу, с запахом УВ.

Аномалия приурочена к вскрытию терригенных пластов-коллекторов упинского возраста, насыщенных нефтью.

Результаты интерпретации данных ГИС и керна приведены в таблице 8. Схема корреляции продуктивных пластов по скважинам представлены на графическом приложении Ж.

По данным кернового материала в интервале 809.1-811.2м трещины и поры породы заполнены УВ с резким запахом нефти. По результатам обработки детального комплекса ГИС (выполненные исследования позволяют

определить в основном коллектора гранулярного типа) пласты-коллекторы гранулярного типа в данном интервале маломощные и слабо проницаемые.

В интервале залегания упинского горизонта выделенные коллектора обладают низкой пористостью, слабой проницаемостью. С учетом данных ГИС, ГТИ и кернового материала пласты охарактеризованы как продуктивные с ухудшенными коллекторскими свойствами.

Пласты малевского горизонта в интервалах 1315.4-1316.2, 1316.5-1316.9м на качественном уровне могут быть охарактеризованы как возможно продуктивные, обладающие малой эффективной мощностью, слабой проницаемостью и возможно глубокой зоной проникновения фильтрата бурового раствора.

**Заключение.** В данной работе изучен геологический разрез, тектоническое строение исследуемой площади, в которую входит Андреевское месторождение. Описаны геологические методы и методики выполнения геологических исследований газового каротажа и люминесцентно-битуминологического анализа, определения характера насыщения при помощи построения палеток диаграмм раздельного анализа газа по керну, механического каротажа, ДМК и ГИС.

По комплексу технологических и геолого-геохимических данных оценена газонасыщенность разреза по данным ГТИ, предварительных исследований керна, выделены перспективные пласты-коллекторы в черемшано-прикамских (809,1-811,6м), бобриковских (1247,9-1251м), упинских отложениях (1293,3-1296,7м), насыщенные нефтью и малевских отложениях (1315,4-1316,9м), насыщенные остаточной нефтью.