

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

Кафедра геофизики

**«Проведение комплекса геолого-геохимических исследований с целью
расчленения разреза, выделения коллекторов и оценки характера их
насыщения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 532 группы

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»

геологического ф-та

Гузенко Артема Викторовича

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 2023

Введение. Нефтедобывающие предприятия Самарской области на протяжении последних лет уверенно увеличивают объёмы добычи нефти. Увеличение добычи осуществляется поисковыми и разведочными работами, т.е. бурением участков недр, где возможны залежи УВ или доразведка уже открытых месторождений. Бурение ведется с сопровождением геолого-технологическими станциями, что дает преимущества контроля процесса бурения. Геолого-технологические исследования проводятся не только для повышения эффективности разработки месторождения, но и для обеспечения безопасности технологического процесса, его безаварийного характера. Одним из таких объектов, где бурение скважин сопровождается станцией ГТИ является Осиновское месторождение.

Цель бакалаврской работы является показать на примере разведочной скважины №200 Осиновского месторождения сопровождение ГТИ для изучения геологического строения разреза скважины, выявление продуктивных пластов в отложениях бобриковского и радаевского горизонтов и оценка их характера насыщения.

Для достижения цели необходимо выполнить следующие задачи:

- собрать и проанализировать геолого-геофизические материалы, характеризующие геологическое строение и нефтеносность изучаемого участка;
- ознакомиться с геолого-технологическими исследованиями, задачами решаемыми в процессе бурения;
- ознакомиться с методами проведения газового каротажа, механического каротажа, исследованиями бурового шлама, керна;
- ознакомиться с газоаналитической аппаратурой станции ГТИ;
- изучить разрез по данным шлама и механического каротажа;
- выделить в разрезе изучаемой скважины породы-коллекторы по данным газового каротажа, отбору керна;
- определение характера насыщения пластов-коллекторов по газовому каротажу, керну и отбору проб.

В основу бакалаврской работы войдут материалы собранные мной во время прохождения производственной технологической практики 2023 года на Осиновском месторождении в составе отряда ГТИ предприятия «ГеоТайм».

Бакалаврская работа состоит из трех разделов: геологическая характеристика района, методика работ, результаты исследований, введения, заключения, списка использованных источников и семи приложений. Для исследования в работе были описаны результаты геолого-геохимических исследований и результаты исследования пластового флюида, полученного при испытании.

Основное содержание работы. Осиновское месторождение в административном отношении расположено на территории Сергиевского и Кинель-Черкасского районов Самарской области, в 80 км к северо-востоку от областного центра г. Самара. Общие представления о геологическом строении территории получены при изучении северной части Левобережья Саратовской области мелкомасштабными геологической и гравиметрической (М 1:200000, Шванк О. А., 1946-1952 гг.) съемками. В 1962 г. на Осиновской площади начато глубокое поисково-разведочное бурение. По данным бурения 7 разведочных скважин промышленные залежи нефти были открыты в продуктивных пластах ДІ пашийского и СV косьвинского (елховского) горизонтов. Разработка месторождения осуществляется с 1970 года. На данный в эксплуатации находятся следующие залежи: на Северном куполе - пласты СІ, СІІ, СІІІ нижнего карбона; ДІ, ДІІ верхнего девона; на Восточном куполе – пласты СІІІ, ДІ', ДІ; на Западном куполе – пласт ДІ.

Геологический разрез Осиновского месторождения представлен породами кристаллического фундамента, отложениями среднего и позднего девона, карбона, перми и четвертичными образованиями.

Осиновское месторождение нефти в тектоническом отношении по терригенному девону располагается в пределах северного борта Бузулукской впадины – крупной тектонической структуры I порядка, вблизи границы с другой тектонической структурой Русской плиты того же порядка – Сокской

седловиной, в соответствии с приложением Б. К северной часть Бузулукской впадины и приурочено описываемое месторождение. По отложениям нижнего карбона месторождение расположено в осевой части Камско-Кинельской системы прогибов (Муханово-Ероховский прогиб), где широко развиты значительные по толщине песчаные пласты, служащие ловушками нефти при благоприятных структурных условиях.

Осиновское месторождение по отложениям нижнего карбона расположено в пределах депрессионной зоны Муханово-Ероховского прогиба. Комплекс терригенных отложений визейского яруса (косьвинский, радаевский и бобриковский горизонты) формировался за счет привноса глинистого материала вдоль прогиба. [2]. Заполнение прогиба происходило последовательно снизу вверх без перерывов и несогласий внутри терригенной толщи, существенных изменений структурных планов в процессе ее формирования не отмечалось. В бобриковское время увеличилось поступление терригенного материала, в результате чего произошло выравнивание палеогеоморфологической поверхности.

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования, Осиновское месторождение нефти относится к зоне Камско-Кинельской системе прогибов и приурочено к Волго-Уральской провинции.

Промышленные залежи нефти в зоне Камско-Кинельском прогибе приурочены к продуктивным пластам СІ, СІа бобриковского, СІІ, СІІІ радаевского и СV косьвинского горизонтов нижнего карбона, а также ДІ', ДІ, ДІІ пашийского горизонта верхнего девона.

На Осиновском поднятии из 13 пробуренных скважин продуктивную часть пласта СІ вскрыли 3 скважины, в которых нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,4 до 6,6 м.

ВНК по промыслово-геофизическим данным в скважинах №№40, 46 и 67 принят на абсолютных отметках минус 1805,8 м, минус 1807,4 м и 1808,9 м, соответственно. Приконтурная скважина 80 вскрыла водонасыщенные песчаники на отметке минус 1806,2 м.

Размеры залежи 1,9 x 0,7 км, высота-10 м.

Методика работ. Газовый каротаж основан на изучении содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости, а также основных параметров, характеризующих режим бурения. Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, зон аномально высоких поровых давлений, предупреждения выбросов нефти и газа. На кривых суммарных газопоказаний выделяются аномальные участки в 1,5 раза и более превышающих фоновые значения. Причины увеличения значений суммарного газа в процессе непрерывного бурения обуславливаются, в первую очередь, наличием пласта-коллектора. По составу газа можно предположить насыщение коллектора.

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.

Газоаналитическая аппаратура (геохимический модуль) станций ГТИ является основной составной частью любой системы геолого-технологических и геолого-геохимических исследований, от технических характеристик которой во многом зависит уровень решения геологических и технологических задач.

Наиболее важной составной частью геохимического модуля является газовый хроматограф, при его помощи проводится хроматографический анализ. На рисунке 1 приведена схема газового хроматографа.

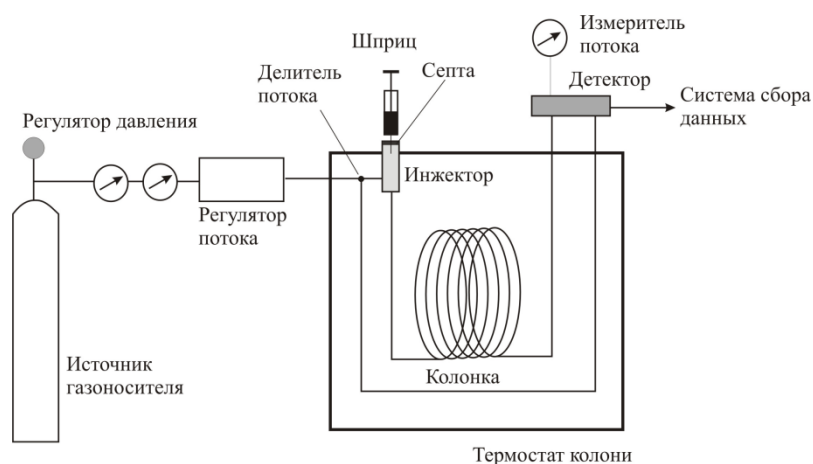


Рисунок 1 - Схема газового хроматографа

На основании полученных данных вырисовывается хроматограмма. На рисунке 2 приведен график работы детектора.

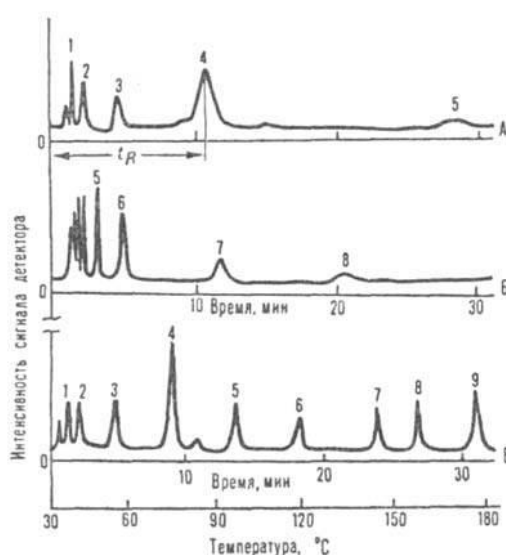


Рисунок 2 – График работы детектора

Методика палеток раздельно анализа газа (РАГ) является классической методикой прогнозной оценки характера насыщения при помощи построения палеток. Состав газа рассчитывают по данным частичной и глубокой дегазации. Нанесенные на бланк точки соединяют линией, форма которой отображает соотношение содержаний отдельных углеводородных компонентов. Бланк накладывают затем на палетку РАГ для сопоставления фактических кривых с эталонными, как на рисунке 3. При этом качественно различающиеся пласти имеют определенный характер сопоставимости.

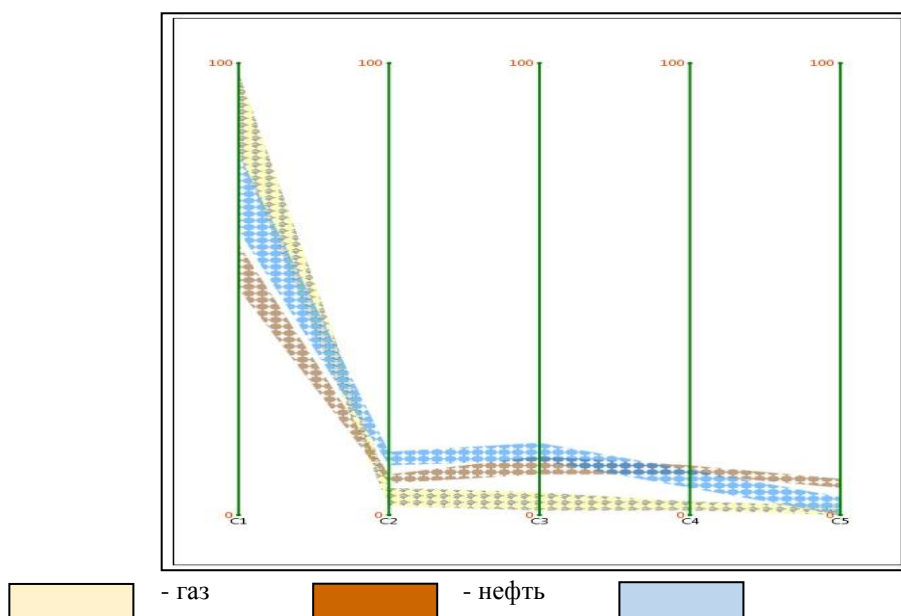


Рисунок 3 - Палетка раздельного анализа газа

Первоочередное расчленение разреза производилось по данным механического каротажа, который основан на изменении скорости бурения или 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.

Результаты геолого-геохимических исследований. Скважина №200 Осиновская заложена с целью доразведки залежи нефти в бобриковских и радаевских отложениях.

Проектный горизонт – радаевский горизонт нижнего карбона, проектная глубина – 1770 м.

В ходе строительства проектной скважины №200 достигнут проектный горизонт, бурение завершено на глубине 1770 м.

Геолого-технологические исследования в разведочной скважине начаты под бурение эксплуатационной колонны с глубины 1350 м и завершено по окончании строительства скважины при забое 1770 м.

Для исследований использовалась компьютеризированная станция ГТИ «Геотест-5» с автоматизированным газокаротажным хроматографом «Рубин», осуществляющим раздельный компонентный анализ по углеводородным газам

предельного ряда С1-С5. А так же комплектом датчиков для регистрации технологических параметров. Параллельно информация о строительстве скважины в реальном времени передавалась на пульт бурильщика, установленный непосредственно на буровой. Данные регистрировались с шагом опроса 10 сек. во временном масштабе, 0,2 метра в глубинном масштабе. Реально-временная визуализация параметров проводилась непрерывно на экранах компьютеров с привязкой по глубине и по времени в заданном масштабе. Обработка и визуализация геолого-технологических исследований производилась в специализированном программном пакете «GeoData».

Для преобразования данных бурения с учетом времени отставания использовалась программа «GeoData», с помощью функции автоматического поиска данных бурения все необходимые параметры (газопоказания, ДМК, механическая скорость) привязывались к технологическим параметрам и отображается в поглубинном файле.

Первоочередное расчленение разреза скважины №200 Осиновской площади проведено в интервале 1350-1770 м по данным механического каротажа, то есть по скорости бурения пород с различными физическими свойствами (исключая влияние технологических параметров и допуская зависимость скорости бурения только от литологии) определялась литология этих пород, еще не видя их даже в шламе, но имея перед глазами (и в уме) прогнозный разрез.

Описание пород приводится по пробам шлама и керна, отобранном в процессе бурения.

Отложения серпуховского яруса и окского надгоризонта вскрываются в интервале 1350-1635 м, которые представлены в кровельной и средней части отложений неравномерным переслаиванием доломитов буровато-, коричневатосерого цвета, микрокристаллических, плотных, крепких и известняков светло-серых, кремовато-серых, скрыто-, микрокристаллических, плотных, средней крепости. Подошвенная часть отложений сложена известняками глинистыми, серыми, коричневатосерыми, скрыто-, мелкокристаллическими, плотными,

средней крепости, с пропластками доломитов буровато-, коричневатого-серого цвета, микрокристаллическими, плотными, крепкими.

Тульские отложения изучены в интервале 1635-1658 м и представлены известняками глинистыми, серыми, коричневатого-серыми, скрыто-, мелкокристаллическими, плотными, средней крепости и аргиллитами темно-серыми, слоистыми, плотными, слабой крепости, с включениями слюды, гнезд и линз микрокристаллического пирита и включениями битуминозного материала.

Отложения бобриковского возраста вскрыты в интервале 1658-1696 м и представлены песчаниками кварцевыми, темно-коричневыми (за счет наличия углеводородной пленки темно-коричневого цвета), массивными, мелко-, среднезернистыми, на глинистом цементе контактового типа, слабой крепости, до рыхлых, с запахом УВ. Подошвенная часть отложений сложена аргиллитами темно-серыми, слоистыми, плотными, средней крепости, с включениями слюды.

В интервале 1696-1998 м залегают отложения радаевского горизонта и представлены в кровельной и средней части отложений неравномерным переслаиванием аргиллитов в разной степени алевролитистых, темно-серых, серых, слоистых, плотных, средней крепости, с включениями гнезд и линз микрокристаллического пирита и углистого растительного детрита, песчаников кварцевых, светло-серых, мелко-, среднезернистых, на глинистом цементе контактового типа, тонкопористого, слабой крепости и алевролитов кварцевых, серых, светло-серых, плотных, средней крепости. Подошвенная часть отложений сложена аргиллитами темно-серыми, плитчатыми, плотными, средней крепости, с включениями слюды и углистого растительного детрита.

Заключение. Геолого-технологические исследования, являясь прямым методом поиска нефти и газа, помог разобраться в перспективности и промышленной нефтегазоносности Осиновского месторождения.

В соответствии с поставленными задачами в бакалаврской работе изучено геологическое и тектоническое строение района работ, описаны комплексы ГТИ, а это технологические, геологические методы и методики выполнения геологических исследований газового каротажа, механического каротажа, отбор керна, шлама и проведения ИПТ. Дано описание методик определения характера насыщения при помощи построения палеток РАГ по газовому каротажу, керну, ИПТ.

В процессе проведения геолого-геохимических исследований, по данным газового каротажа аномалии установлены в терригенных пластах-коллекторах бобриковского и радаевского горизонтов, связанные с вскрытием объектов насыщенных нефтью в интервалах:

- 1658 – 1674 м бобриковский горизонт;
- 1701 – 1705 м и 1717 – 1721 м радаевский горизонт.