

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

Кафедра геофизики

**«Выделение пород-коллекторов и оценка их насыщения по данным
газового каротажа и геофизических исследований на примере
Куриловского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
специальность 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Мазаева Максима Сергеевича

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. Цель геолого-технологических, геолого-геохимических исследований и газового каротажа состоит в оперативном изучении геологического строения разреза проектируемых поисковых скважин, выявлении и оценке продуктивных пластов, предотвращении аварий, повышении качества бурения и сокращении цикла строительства скважин.

Целью бакалаврской работы является выделение пород-коллекторов и оценка их насыщения по данным газового каротажа и геофизических исследований на примере Куриловского месторождения.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- собрать и проанализировать геолого-геофизические материалы, характеризующие геологическое строение и нефтеносность Куриловского месторождения;
- рассмотреть основы механического каротажа, газового каротажа и ЛБА;
- изучить литолого-стратиграфический разрез по данным шлама, механического каротажа и ГИС,
- определить характер насыщения пород-коллекторов по соотношению методов, основанных на исследовании керна, шлама и ГИС.
- описать методики интерпретации данных газового каротажа ОПУС₄ и «Geolog»;
- определить характер насыщения выделенных пластов по методике ОПУС, «Geolog» и на основе комплексной интерпретации данных ГИС;
- выявить наиболее эффективную методику интерпретации данных ГазК путем сравнения полученных результатов.

Бакалаврская работа состоит из трех глав: первая глава краткая геолого-геофизическая изученность района работ; вторая методика работ; третья глава результаты исследований, введения, заключения и содержит 58 страниц текста, 9 рисунков, 17 таблиц и 6 графических приложений. Список использованных источников включает 21 наименований.

Основное содержание работы. Куриловское месторождение расположено в Саратовской области в пределах Новоузенского района. Ближайший населенный пункт п.с.т. Нов. Лапти в 4,5км на юг от центральной части участка работ, райцентр г. Новоузенск расположен в 43км на юго-восток, г. Саратов – областной центр удален на 220км к северо-западу от участка работ.

Куриловское месторождение впервые было открыто в 1967 году, где в отложениях триаса выявлена залежь нефти, дебитом 2,86 м³/сут.

Первые сведения о геологическом строении изучаемой территории получены в результате маршрутных геолого-съёмочных работ в 1935-1940 гг. В 1940-1950 гг. региональное изучение данного района принадлежала геофизическим методам. В период 1949-1959 гг. была выполнена гравиметрическая съёмка. Эти работы позволили спрогнозировать наличие солянокупольных структур и наметить границы Прикаспийской впадины. Последующие электроразведочные работы (ДЭЗ, БЭЗ, ЗС), структурное бурение (1956-1966 гг.) и сейсморазведка КМПВ-МПОВ (1963-1968 гг.), подтвердили развитие соляных куполов и гряд, а так же отметили большие глубины залегания подсолевых отложений. В последующие годы (1971-1972 гг.) некоторые площади были покрыты высокоточной гравиметрической съёмкой, где выявлены крупные горсты в фундаменте и соответствующих им поднятий подсолевого ложа, в пределах которых глубина залегания значительно меньше, чем считалось ранее [1,2,3].

С 1996 г. по 2002 г. работы в районе Карпенского участка, куда входит Куриловское месторождение, отработано более 1740 пог. км сейсмических профилей МОГТ, выполнены электроразведочные работы в объёме 595 пог. км.

В 2007 г. на Куриловской площади были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д (36 кв. км). По результатам работ были выданы рекомендации на бурение скважин в пределах южного опущенного блока [4].

В 2008-2009 гг. была произведена переинтерпретация материала МОГТ-3Д по Куриловского участка (36,0 км²) с учётом результатов пробуренных скважин №№ 3, 4 Куриловских на южной опущенной структуре, которыми были

открыты и подтверждены нижнемеловые залежи нефти, и результатов исследования ВСП скважины №4 Куриловской. По итогам работ даны рекомендации о заложении поисковой скважины на опущенном блоке Южно-Куриловской структуры [5].

Проектный геолого-геофизический разрез по скважине №5 Куриловского месторождения, на котором надсолевая часть разреза представлена отложениями нижнепермской, триасовой, юрской, меловой, палеоген-неогеновой и четвертичной систем.

Куриловское месторождение в тектоническом плане расположено в северо-западной части Прикаспийской впадины в области развития солянокупольной тектоники. Основными структурными элементами тектонического строения данной территории являются межкупольные зоны, разделяющие соляные гряды, купола и седловины между ними. К области развития погруженных куполов и приурочена рассматриваемая структура [6].

Куриловское месторождение разделенное системой разрывных нарушений в целом имеет блоковое строение, где выделяется Куриловское поднятие (I) расположенное в районе скважин Куриловская №1 и №2, Восточно-Куриловское поднятие (II) закартированное северо-восточнее в районе скважины Куриловское №5 и Южно-Куриловское поднятие III находящееся на южном опущенном крыле Куриловского поднятия (I). Южно-Куриловское поднятие разделено разрывным нарушением типа сброс на два блока, первый блок (III¹) гипсометрически более приподнят относительно второго блока (III²) и является объектом разведочных работ, а второй объектом поисковых работ. Восточно-Куриловское поднятие II тоже условно разделено на два блока – блок (II¹) собственно Восточно-Куриловское поднятие и блок (II²) Южный Восточно-Куриловского поднятия.

Куриловское месторождение находится в пределах Северо-Прикаспийской нефтегазоносной области.

Промышленная продуктивность Куриловского месторождения связана с карбонатными коллекторами верхнеюрского возраста, вскрытыми и

опробованными в скважинах №№ 1 и 22 Куриловских в пределах приподнятого северного крыла Куриловской надсолевой структуры, так и с терригенными пластами нижнеальбского и аптского возрастов, нефтеносность которых установлена по результатам бурения и опробования скважин №№ 3, 4 на южном гипсометрически опущенном крыле. Выявленные в пределах брахиантиклинального поднятия, осложняющего южное крыло, нижнемеловые залежи нефти, объединены в Южно-Куриловское месторождение, ограниченное с севера и востока тектоническими нарушениями, разделяющими блок III¹ (район пробуренных скважин №№ 9, 3, 4) и блок III², примыкающий с востока к Южно-Куриловскому месторождению (блок III¹).

Методика исследования. Газовый каротаж включает непрерывное определение содержания горючих газов в промывочной жидкости и компонентного состава углеводородов от C₁ до C₆, кроме того, производится газовый анализ керн и шлама. Газовый каротаж решает следующие задачи: выделение зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД); выделение пластов-коллекторов; расчет приведенных газопоказаний; расчет флюидных коэффициентов; определение характера насыщения пластов-коллекторов.

Метод газометрии это метод обнаружения в разрезе скважин газоносных и нефтеносных пластов. Основными процессами при проведении газотермических исследований являются: извлечение газа из раствора (дегазация), приготовление газовой рабочей смеси, определение содержания в этой смеси горючих газов (анализ газовой смеси) и установление глубин, к которым относятся результаты анализа.

Извлечение газа из раствора осуществляют с помощью дегазаторов (рисунки 1 и 2), в основном за счет понижения над раствором давления и его механического разбрызгивания. При стандартных газометрических исследованиях из раствора извлекается лишь небольшая (сотые доли процента) часть заключенного в нем газа.

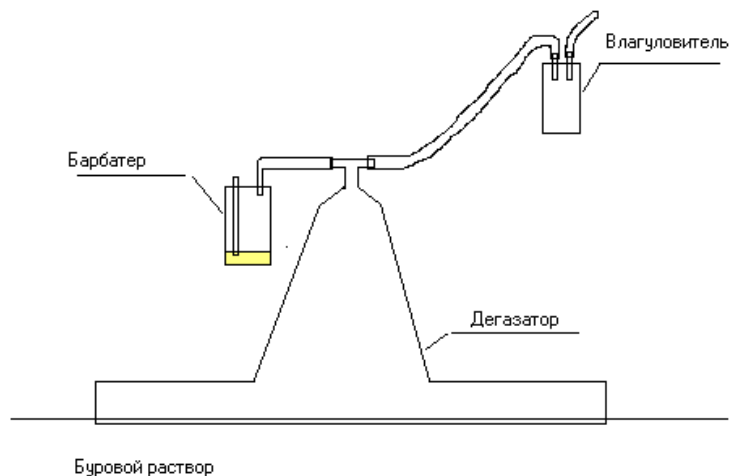


Рисунок 1 - Поплавковый дегазатор

Приготовление рабочей газовой смеси осуществляется в линии газовой смеси и заключается в ее очищении от механических примесей и брызг, а при необходимости - от присутствия углеводородных газов.

Для более детального компонентного анализа углеводородных газов применяют хроматографические анализаторы (рисунок 2).

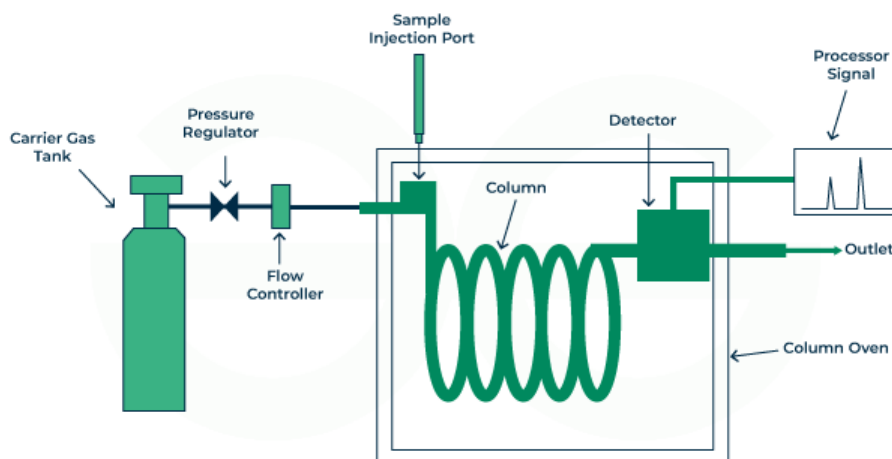


Рисунок 2 - Схема газовой хроматографии

Результаты анализа газовой смеси относятся не к глубине забоя скважины в момент их отсчета, а к той глубине, которую скважина имела при разбуривании пород, выделивших исследуемую порцию газа.

Результаты газометрических исследований представляют в виде кривых изменения по разрезу скважины суммарного содержания углеводородных газов, а также в виде кривой изменения содержания тяжелых углеводородных газов.

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 [7].

ЛБА - анализ основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми (УФ) - лучами испускать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяют визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе.

Для проведения люминесцентно-битуминологического анализа используется люминоскоп с фотоприставкой «ЛУЧ-1 Ф». Внешний вид люминоскопа «ЛУЧ-1Ф» показан на рисунке 3.



Рисунок 3 - Внешний вид люминоскопа «Луч-1 Ф» с фотоприставкой:

1 - выдвигной столик; 2 - выключатели УФ-источника и вентилятора, 3 - бленда с фотонасадкой; 4 - цифровой фотоаппарат; 5 - корпус люминоскопа, 6 - боковое окно с крышкой

Для визуального просмотра из пробы шлама отираются сухие частицы основной породы, не загрязненные буровым раствором, и просматриваются под люминисцентным осветителем. Присутствие битумоидов обнаруживается по

свечению углеводородов, находящихся в порах и трещинах горных пород, вызванному облучением УФ – лучами [8].

Методика обобщенного показателя углеводородного состава (ОПУС) основана на использовании обобщенного газового коэффициента, с помощью которого можно было бы с большой вероятностью определить характер насыщения залежи. Для этой цели им был введен обобщенный показатель углеводородного состава (ОПУС).

По мнению автора методики, предпочтительно использовать формулы ОПУС₄ и ОПУС₅:

$$\text{ОПУС}_4 = \frac{C_1 \times C_2 \times C_3 \times C_4 \times C_5}{5}, \quad (2)$$

$$\text{ОПУС}_5 = \frac{C_1 \times C_2 \times C_3 \times C_4 \times C_5}{C_1 (C_2 + \text{высш})} \times 100 \quad (3)$$

Методика «Geolog» получила распространение основанная на одновременном использовании следующих трех параметров, которые строятся в функции глубины:

$$W_h = \frac{(C_2 + C_3 + \dots + C_5)}{(C_1 + C_2 + \dots + C_5)} \times 100, \quad (4)$$

$$B_h = \frac{(C_1 + C_2)}{(C_1 + C_4 + C_4 + C_5)}, \quad (5)$$

$$C_h = \frac{(C_4 + C_4 + C_5)}{C_3}, \quad (6)$$

Интерпретация данных ГИС предусматривает решение основных геологических задач, таких как литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, определение характера насыщения пластов и решение других задач исследования. При интерпретации делается заключение по скважине с конкретным указанием интервалов перфорации.

Геофизические исследования скважин — это различного рода каротажи, т. е. прослеживание за изменением какой-либо величины вдоль ствола скважины с помощью спускаемого на электро кабеле специального прибора, оснащенного соответствующей аппаратурой.

Результаты работ. При строительстве скважины №5 Куриловского месторождения проводились исследования с сопровождением станции ГТИ и ГИС с глубины 29-1081 м. Газовый каротаж выполнялся в процессе бурения по технологии непрерывной принудительной дегазации.

В проведении работ на скважине №5 Куриловской в качестве первичной информации о литологическом разрезе скважины и отслеживания пластов-коллекторов использовался метод механического каротажа, ЛБА, отбор шлама и вскрыты отложения юрской, меловой, неогеновой и четвертичной систем.

По проходке ДМК при изменении скорости проходки соответственно изменялась литология, что впоследствии подтверждалось данными газового каротажа и фракционным анализом шлама.

В процессе проведения исследования в интервалах (784-861м, 861-924м, 986-1062м) скважины №5 выявлено, что аномальная зона исследуемого пласта разбита на блоки насыщения, в изучаемом интервале исследования выделяются пять блоков.

В верхней и нижней частях залежи (787-1923м, 999-1062м) прослеживается мощная толща водо-насыщенных пород, контактирующих с продуктивной частью пласта. Ниже идёт зона содержащая продуктивную нефть залежи (986-997м). Это может быть объяснено тем, что при детальном изучении данных о каменном материале и данных ГИС ниже по разрезу в интервале 980-985м выделен пропласток глин, который, вероятно может служить флюидоупором.

В этих же интервалах при помощи методики «Geolog» был проведен расчет флюидных коэффициентов. Кривая коэффициента влажности (W_h) расположена существенно ниже коэффициента баланса (B_h), т. е. $W_h < B_h$, что соответствует характеру насыщения остаточной нефти. Однако в кровле и подошве исследуемого пласта наблюдаются небольшие превышения коэффициента влажности над коэффициентом баланса ($W_h > B_h$), что соответствует нефтенасыщению. Положение кривой C_h на графике в среднем меньше 0,5, что подтверждает наличие углеводородов в исследуемом

интервале. Таким образом расчеты проведенные по методике «Geolog» доказывают, что исследуемый терригенный пласт в интервале 985-995м является продуктивным.

По ГИС для каждого изучаемых пластов коэффициенты нефтегазонасыщения равны от 92 до 97 %. Весь исследуемый интервал (986-997м) является продуктивным, что подтверждает результаты полученные методикой «Geolog». Определение характера насыщения по методике ОПУС оказалось точным, т. к. в интервале 986-997м расчеты показывают продуктивные поровые песчаники, что подтверждено при комплексной интерпретации данных ГИС.

Заключение. В данной работе изучен геологический разрез, тектоническое строение Куриловского месторождения. Описаны технологические, геологические методы и методики выполнения геологических исследований газового каротажа методиками ОПУС, «Geolog» и интерпретация ГИС.

В результате выполненной работы по данным газового каротажа и ГИС в разрезе скважины №5 Куриловской был выделен терригенный пласт-коллектор волжского горизонта интервал 986-997 м насыщенный нефтью, мощностью 11 м. Данный пласт послужил объектом исследования, на котором были опробованы методиками интерпретации данных газового каротажа ОПУС₄ и «Geolog», с целью определения характера насыщения.

По результатам интерпретации газового каротажа наиболее подходящими методиками определения характера насыщения для рассматриваемой площади являются методика ОПУС₄ и «Geolog». Определение характера насыщения по всем рассмотренным методикам оказалось самым точным, что подтверждено комплексной интерпретацией данных ГИС.