

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Интерпретация данных газового каротажа при выделении продуктивных
пластов на примере месторождений Оренбургской области»**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

студента 2 курса 261 группы
направление 05.04.01 геология
геологического ф-та
Кубаева Руслана Дарханулы

Научный руководитель

К.г.-м.н., доцент кафедры геофизики

Калинникова М.В.

подпись, дата

Зав. кафедрой

к.г.-м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2018

Введение. Комплекс геохимических исследований скважин включает газовый каротаж, применяемый в процессе бурения.

Геолого-технологические исследования скважин заключаются в сборе и обработке комплексной геологической, геохимической, геофизической и технологической информации. Основными объектами информации являются промысловая жидкость, шлам, параметры гидравлической и талевой системы буровой установки и др. Существенным элементом геолого-геохимической подсистемы является газовый каротаж.

Газовый каротаж основан на изучении количества и состава углеводородных газов и битумов в промысловой жидкости и каменном материале, а также основных параметров, характеризующих режим бурения. Поровое пространство нефтегазоносных пород заполнено в основном смесью предельных углеводородов, значительная часть которых находится в газообразном состоянии. При выделении нефтегазовых залежей информативными являются углеводородные газы. Природный газ состоит главным образом из метана CH_4 (наиболее легкого из углеводородов) и так называемых тяжелых газообразных углеводородов -- этана (C_2H_6), пропана (C_3H_8), бутана (C_4H_{10}), а также парообразных углеводородов -- пентана (C_5H_{12}) и гексана (C_6H_{14}). Более тяжелые углеводороды находятся в нефти, как правило, в жидкой фазе. Природный газ может содержать и некоторые неуглеводородные газы - двуокись углерода, азот и др.

Целью данной магистерской работы является выделение коллекторов, оперативная оценка нефтегазоводонасыщения пород по результатам интерпретации данных газового каротажа.

Для достижения цели были решены задачи:

- изучен разрез пород, вскрываемых скважиной в конкретных геологических условиях - Оренбургском нефтегазоносном районе;
- рассмотрена аппаратура для проведения газового каротажа;

– изучены методики проведения и интерпретации газового каротажа;

Для решения 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;
- литологические, петрофизические, газометрические исследования керна и шлама; комплекс литологических, петрофизических, люминисцентно-битуминологический анализ (ЛБА), термовакуумную дегазацию (ТВД), определение минералогической плотности и коэффициента пористости;

Область применения газового каротажа включает исследование поисковых, разведочных, эксплуатационных, опорно-параметрических и опорно-технологических скважин.

Настоящая работа базируется на результатах исследований выполненных в СНГС в Оренбургском нефтегазоносном районе.

Основное содержание работы. В первом разделе «Геолого-геофизическая характеристика», район работ скважины № 1 Московского месторождения расположена в центральной части Оренбургской области, близ села Верхняя Платовка, Новосергиевский район

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.

В продуктивной толще Оренбургского месторождения установлены три базисных геологических резервуара (I, II и III), прослеживаемых по площади месторождения и обладающих различными коллекторскими свойствами: артинско-сакмарский, сакмаро-ассельско-верхнекаменноугольный и верхне-среднекаменноугольный, как показано на рисунке 3.

Резервуары, в свою очередь, разобщены примыкающими к ним толщами низкопоровых, уплотненных, очень слабо проницаемых пород (низкопоровая толща сакмарского возраста, низкопоровая толща ассельско-верхнекаменноугольного возраста), представляющих дополнительные резервуары.

Во втором разделе «Методика проведения работ» описываются основные свойства углеводородных газов, газовый каротаж в процессе бурения, определение глубин, люминисцентно-битуминологический анализ, а также основы интерпретации данных газового каротажа

Природный углеводородный газ представляет собой смесь предельных углеводородов состава C_nH_{n+2} , в которой содержатся метан, этан, пропан, бутан и иногда пары более тяжелых углеводородов. Часто в состав природных

газов входят азот N_2 (иногда в больших количествах – до 40% и более по объему), углекислота CO_2 , сероводород H_2S , и редкие газы.

В газе газовых и газоконденсатных месторождений обычно преобладает метан, его доля достигает 98% и в нефтяном (попутном) газе доля метана обычно намного меньше, зато увеличивается доля более тяжелых углеводородов – этана, пропана, бутана.

При газовом каротаже очень важно правильно привязать результаты анализов к глубинам поступления газообразных углеводородов из пласта в скважину. Полученные газопоказания должны быть отнесены (привязаны) к той глубине скважины, при которой этот буровой раствор (соответствующая порция его) находился на забое. Для этого необходимо учесть время, в течение которого промывочная жидкость поднимается по затрубному пространству от забоя до устья, и время движения газозооной смеси от дегазатора к газоанализатору. Предварительная интерпретация заключается в выделении аномальных интервалов по кривым $G_{сум}$ и Δ . Приведенные газопоказания $G_{пр}$ в отличие от $G_{су}$ не зависят от условий бурения и пласты, перспективные на нефть и газ, выделяются по кривой $G_{вр}$ со значительно большей уверенностью. Для оценки приуроченности аномалии к тому или иному типу залежи рассчитывают среднее значение $D_{пр. ср}$ в пределах выделенной аномалии и сравнивают с характерными значениями $G_{вр}$ для продуктивных пластов ранее пробуренных скважин в данном районе на соответствующей глубине. При положительной оценке ($G_{пр. ср} > G_{пр}$) интервал разреза, к которому приурочена газовая аномалия, является перспективным и рекомендуется для детальных промысловых и геофизических исследований.

Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) – это полуколичественный метод определения содержания и состава рассеянных в породе битуминозных веществ, основанный на наблюдении их люминесценции. ЛБА применяется для обнаружения, первичной диагностики типов битуминозных веществ и выявления характера их распределения в горных породах, минералах, почвах, современных осадках, водах.

Основной задачей ЛБА является определение качественного состава и количественного содержания битуминозных веществ в различных средах – в горных породах, в глинистых растворах, в шламе, в воде.

В Третьем разделе «Результаты исследования» указано, что в ходе проведения геолого-технологических исследований на результатах отрицательно сказываются УВ добавки в промывочную жидкость, применение растворов на нефтяной основе, полимерные буровые растворы с низким коэффициентом дегазации. Нередко применяются УВ добавки в виде нефтяной ванны при ликвидации прихватов, в качестве смазывающего агента при спуске обсадных колонн и пр. Примеры искажения информации о насыщении коллекторов на рисунках 1, 2.

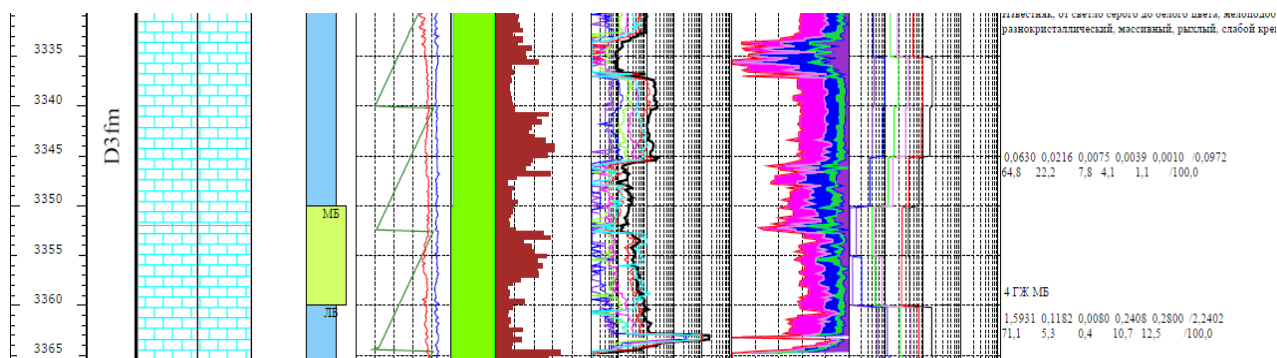


Рисунок 1 - Водонасыщенный коллектор.

Увеличение содержания тяжелых углеводородов и содержание масляных битумоидов до 4 баллов связано с вводом нефти в буровой раствор

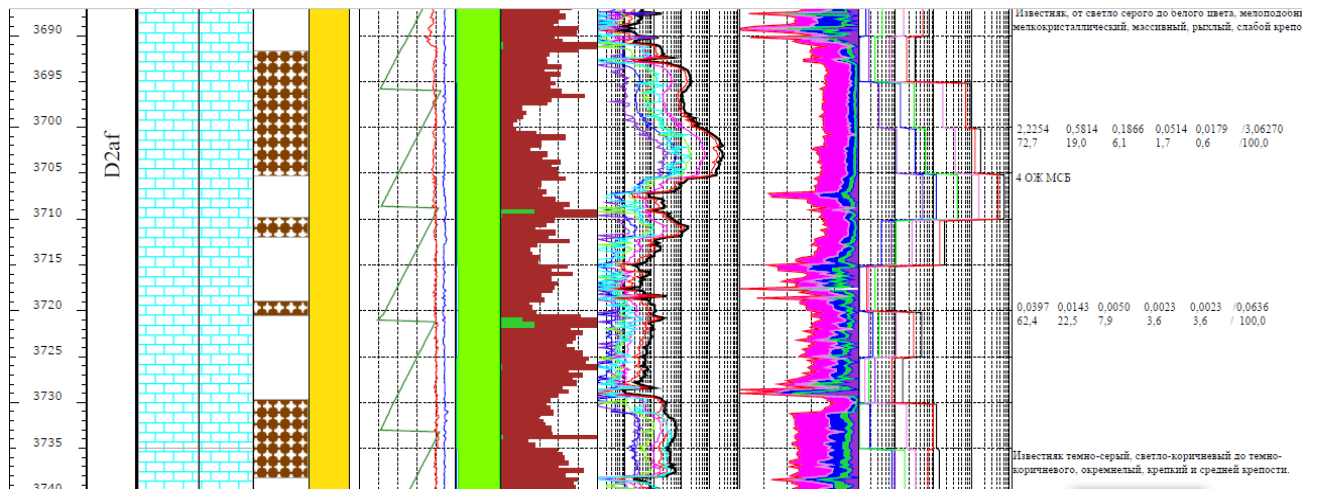


Рисунок 2- Нефтяное насыщение

Добавки нефти искажают результаты геохимических исследований (пример) На рисунке 2 в интервале 3695-3705м по механическому каротажу и повышению газопоказаний $K_{кон} = \Gamma_{\Sigma}/\Gamma_{фон} = 0.23/0.05 = 4.6$ выделяется коллектор с нефтяным характером насыщения.

Повышение относительного содержания тяжелых УВ до 50-60% свидетельствует о наличии в растворе нефти. Добавки нефти искажают результаты геохимических исследований.

Высокие значения нефтенасыщенности, интерпретация палеток флюидных коэффициентов (диаграммы Пикслера) и отдельного анализа газа РАГ показаны на рисунке 3 позволяют сделать вывод о продуктивности пласта.

Таблица 1

Данные по результатам исследований

Глубина	C1/C2	C1-C3	C1/C4	C1/C5
3610-3615	4,077	15,04	60	74
3650-3660	3,71	15,55	52,78	286
3695-3705	3,82	11,92	43,29	124
3720-3725	2,77	7,94	17,26	17,2

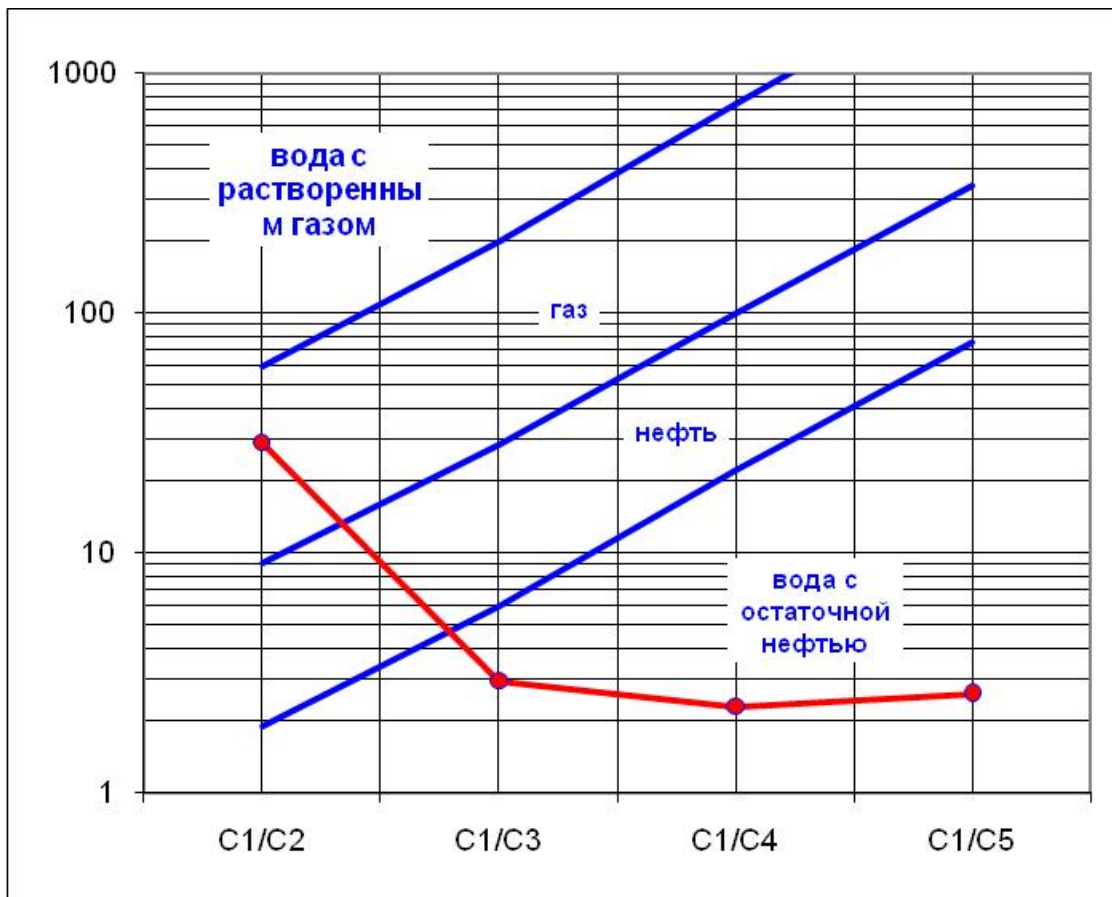


Рисунок 3 - Палетка флюидных коэффициентов

Для доказательства, что в буровой раствор добавлен компонент, наличие которого искажает результаты газового каротажа и люминесцентно-битуминологического анализа шлама и керна, затрудняет интерпретацию геолого-геохимических исследований можно отобрать пробы промывочной жидкости на входе в скважину, и провести ее люминесцентно-битуминологический анализ показаны на рисунке 4 и компонентный состав выделившегося при дегазации газа.

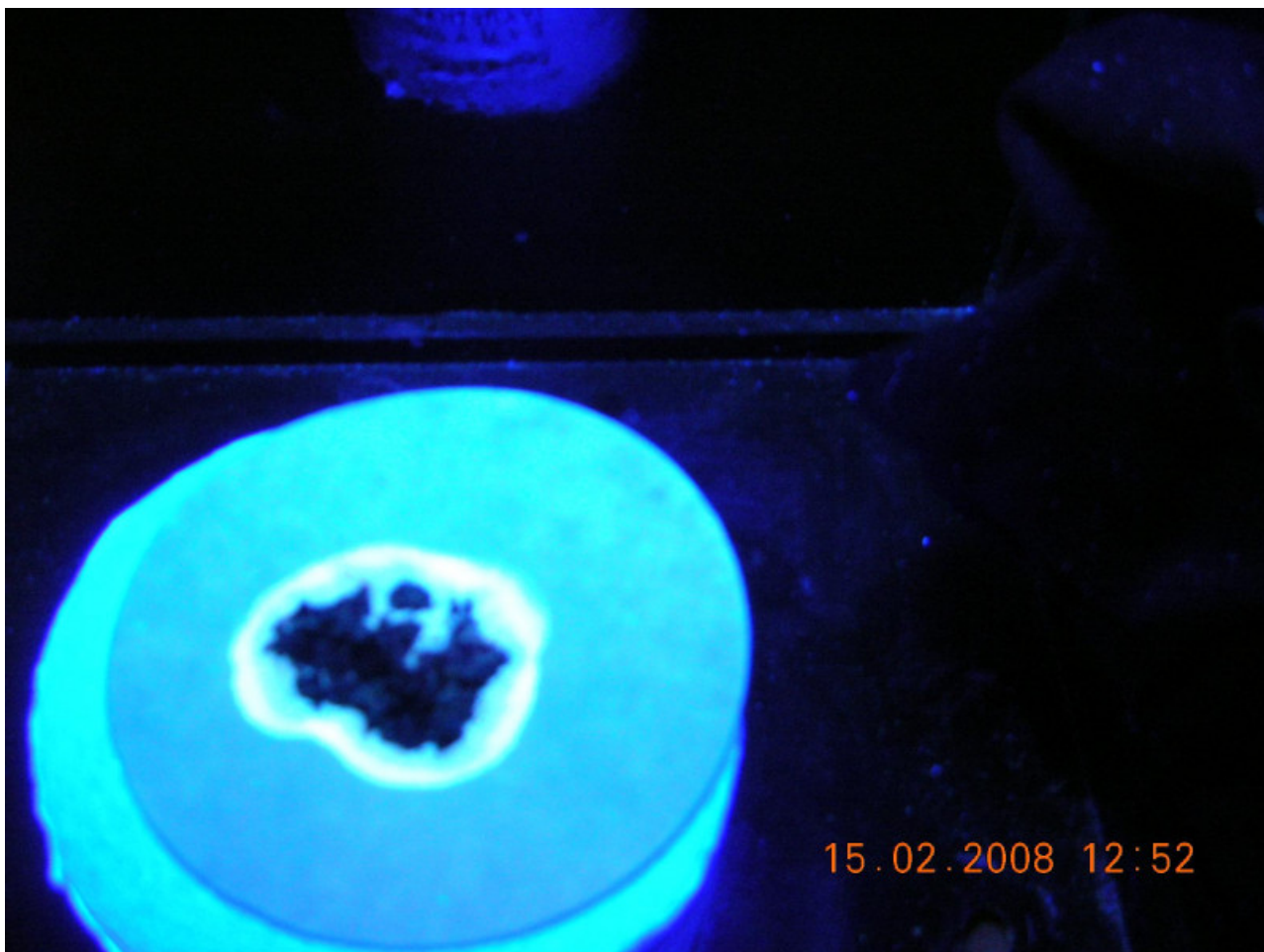


Рисунок 4 - Результаты ЛБА раствора на входе в скважину, 3 балла МБ (Б)

Заключение. ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя буровой бригады и бурового оборудования. Эти особенности ГТИ позволяют решать такие задачи, как:

- Обеспечение безопасности проведения работ при строительстве скважины;
- Геологические задачи;
- Технологические задачи;
- Контроль процессов освоения и испытания скважин.

В ходе выполнения работы была поставлена цель, как ранняя диагностика газонефтеводопроявлений в процессе бурения методами ГТИ. В процессе работы была рассмотрена геолого-геофизическая характеристика района работ, рассмотрены комплексы методов ГТИ. Благодаря раннему обнаружению

газонефтеводопроявления, буровой бригадой были произведены работа по ликвидации осложнения.