

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»
(СГУ)**

Кафедра геофизики

**«Характер насыщения и выделение продуктивных пород-коллекторов по
данным ГТИ и ГИС»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 532 группы
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис »
геологического факультета
Халилова Сабухи Илгаровича

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. ГТИ тесно связывают с газовым каротажем, так как с его развитием и образовались геолого-технологические исследования, так же газовый каротаж входит в комплекс ГТИ и составляет его существенную часть.

Основными задачами интерпретации данных газового каротажа являются: выдача оперативных заключений в процессе бурения скважин и прогнозной оценки характера насыщения пластов в комплексе с данными ГИС.

Одним из перспективных участков, где возможно открытие залежей нефти за счет поиска является район Светлая структура, которая и стала объектом изучения в данной работе.

Цель бакалаврской работы, показать на примере поисково-оценочной скважины №1 Светлой структуры, где бурение сопровождалось станцией ГТИ для изучения геологического строения разреза скважины, выявление продуктивных пластов-коллекторов и оценка их характера насыщения.

Основные задачи решаемые в бакалаврской работе следующие:

1. Изучение геологической характеристики района работ;
2. Ознакомление с физико-геологическими основами геолого-геохимических исследований;
3. Изучение основы газового и механического каротажа;
4. Изучение проведения термовакuumной дегазации раствора и построение палеток раздельного анализа газа;
5. Определение характера насыщения по методикам РАГ, ЛБА, ОПУС₄ и ГИС;
6. Обобщение полученных результатов на площади работ, с целью выделения продуктивных интервалов разреза.

Бакалаврская работа состоит из 3 разделов: геолого-геофизическая характеристика территории, Методика раздельного анализа газа и обобщенного показателя углеводородного состава, определение характера насыщения по палетке РАГ и методу ОПУС₄, введения, заключения, списка использованных источников и 3 приложений.

Основное содержание работы. Светлая структура административно расположена в Духовницком районе Саратовской области.

Светлая структура подготовлена в 2015 г сейсморазведочными работами МОГТ-2Д по отражающим горизонтам n_{C_1up} , C_{1t} , C_{1bb} .

Ближайшими месторождениями, где продуктивность углеводородов установлена в нижнекаменноугольных отложениях являются Маленькое, Богородское, Никольское, Андреевское-1, Кротовское и Васильковское, что позволяет прогнозировать на Светлой структуре открытие залежи нефти и газа в бобриковском, упинском и малевском горизонтах.

Ближайшие населенные пункты с. Никольское в 5,5 км юго-западнее от участка, с. Богородское в 4 км к югу, д. Брыковка в 9,5 км и Григорьевка в 11 км к северо-западу. Населенные пункты расположены на пересыхающей реке Стерех и соединены шоссейной дорогой. Районный центр Духовницкое, с.Богородское, с. Никольское соединены с городами Энгельс, Балаково и Пугачев асфальтированными дорогами.

Ближайшая железнодорожная станция Ишково расположена в 21 км к юго-востоку от контура изучаемой структуры. В 35 км западнее контура, на левом берегу реки Волги, расположен районный центр - посёлок городского типа Духовницкое. В посёлке находится пристань.

Рассматриваемый участок представляет холмистую степную равнину, расчленённую овражно-балочной сетью, с глубиной оврагов до 20 м и крутизной склонов от 45 градусов до вертикальных обрывов. Абсолютные отметки рельефа изменяются от + 35 до +100 м. Район не заболочен, не сейсмичен.

Основная водная артерия – р. Волга в 35 км на запад. Питьевая вода из с. Богородское. Техническая вода из водозаборной скважины.

Среднегодовая температура воздуха +5,8°C. Среднемесячная температура января составляет минус 13°C с минимумом до минус 41°C. Температура июля +22°C с максимумом до +42°C. Среднегодовое количество осадков – 516 мм.

Преобладающее направление ветров северо-западное зимой и юго-восточное летом, в среднем 4 – 5 м/сек. редко до 20 м/сек.

Основанием для составления проектного литолого-стратиграфического разреза являются результаты сейсморазведочных работ, данные паспорта на подготовленную структуру к поисковому бурению и данные структурного и глубокого бурения на нефть и газ на прилегающих площадях [4].

Осадочный чехол представлен девонской, каменноугольной, юрской, неогеновой и четвертичной системами.

В тектоническом отношении Светлая структура приурочена к южному склону Жигулевского свода Волго-Уральской антеклизы, как показано на приложении Б. Свод на юге и юго-западе граничит с Иргизским прогибом, а на юго-востоке – с Бузулукской впадиной.

Основной, формирующей древний структурный план, тектонической фазой в истории геологического развития района является додевонская – время заложения рифей-вендского Пачелмско-Саратовского авлакогена в результате движения блоков фундамента по глубинным разломам. Последовавшая затем инверсия и размыв полностью уничтожили отложения венда, рифея и всего нижнего палеозоя (кембрий, ордовик, силур, нижний девон).

В период проявления герцинского цикла на фоне активного формирования окружающих Жигулевский свод геоструктур (Иргизского прогиба, Пугачевского свода, Бузулукской впадины), сам свод был относительно пассивен и постепенно (от склонов к своим вершинам) заполнялся осадками среднего и верхнего девона, которые залежали непосредственно на кристаллическом фундаменте. Происходило формирование структур облекания в терригенном девоне над додевонскими останцами. В предтиманскую фазу тектогенеза отложения эйфельского и живетского возраста в пределах останцов были размывы, в сводах останцов тиманско-пашийские отложения залегают на породах фундамента [6].

В фамене и на протяжении всего карбона, на фоне равномерного погружения, происходили слабые унаследованные подвижки, сформировавшие

структурный план горизонтов палеозоя на Жигулевском своде. Он характеризуется наличием малоразмерных, относительно изометричных, унаследованных в палеозойской части чехла структурных элементов. Таковым в низах девона и карбона является и Никольское поднятие.

В дальнейшем, структурный план исследуемой площади формировался под влиянием тектонических движений, проявившихся в предмезозойское и преакчагыльское время, сопровождавшихся интенсивными размывами. В результате были уничтожены триасовые, пермские, частично верхнекаменноугольные, среднеюрские, верхнеюрские, меловые и палеогеновые отложения на всей территории изучения.

В результате такой истории развития на участке наиболее перспективными направлениями представляются поиски унаследованно развивавшихся над додевонскими останцами структур, выраженных по основному нижне-среднекаменноугольному продуктивному комплексу.

Светлая структура, расположена в пределах Жгулевско-Пугачевского нефтегазоносного района Средневожской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В качестве нефтегазоперспективных здесь выделена Богородско-Остролукская зона дислокаций западно-северо-западного простирания, состоящая из двух пологих брахиантиклинальных поднятий: Остролукского - на западе и Богородского - на востоке.

На рассматриваемой территории основные перспективы связываются с карбонатным фаменско-турнейским, терригенным нижневизейским, карбонатным визейско-башкирским нефтегазоносными комплексами.

Методика исследования. Изучаемые при газовом каротаже природный и попутный газы нефтяных и газовых месторождений представляют собой в основном смесь УВ с неуглеводородными газами.

При вскрытии скважиной нефтегазоносного пласта газ, содержащийся в перовом пространстве его, поступает в циркулирующую через забой скважины ПЖ и выносится с ней на устье скважины. Здесь часть ПЖ дегазируется и

извлеченная из газовая смесь поступает на суммарный анализ (суммарный газовый каротаж) и компонентный анализ (компетентный газовый каротаж).

При суммарном газовом каротаже измеряются суммарные газовые показания $\Gamma_{\text{сум}}$, а иногда и суммарное содержание «тяжелых» УВ $\Gamma_{\text{т.сум}}$.

При компонентном газовом каротаже определяются объемные содержания УВ в газовой смеси $C_{\text{ан}}$, а по ним относительные содержания УВ $C_{\text{оп}}$, индекс компонентного состава газа в пласте $I_{\text{кг}}$, флюидные коэффициенты $C_{\text{пм}}$ и суммарное содержание УВ в ПЖ $\Gamma_{\text{х.сум}}$.

Суммарные газовые показания $\Gamma_{\text{сум}}$ представляют собой выраженное в процентах суммарное объемное содержание измеряемых газов в ГС. Величина $\Gamma_{\text{сум}}$ только приблизительно характеризует суммарное содержание УВ в ГС и показывает наличие газовой аномалии против соответствующего интервала разреза скважины.

Основная газоаналитическая аппаратура станции - газовый хроматограф.

Основными узлами хроматографа (рисунок 1) являются: дозатор, хроматографическая (разделительная) колонка, газоанализатор и регистрирующий прибор. Дозатор отбирает пробы углеводородных газов, подает в разделительную колонку для хроматографического анализа. В хроматографической колонке происходит разделение газовых смесей на и с одним из анализируемых компонентов (метан, этан, пропан, бутан, пентан и гексан). Из колонки поток смесей, разделенных во времени, направляется на газоанализатор, а результаты анализа - на регистрирующий прибор (рисунок 2). Регистратор (как правило, это ПК) выстраивает график зависимости сигнала от времени.



Рисунок 1 - Газовый хроматограф

Дегазатор постоянного объема использует систему непрерывной постоянной подачи раствора в дегазационную камеру, обеспечивая неизменные условия дегазации (рисунок 2).

Суммарный газоанализатор (рисунок 3) измеряет содержание метана, тяжелых углеводородов и суммарной концентрации углеводородных газов в газовой смеси, извлеченной путем непрерывной дегазации из бурового раствора



Рисунок 2 - Дегазатор постоянного объема



Рисунок 3 - Суммарный газоанализатор

Диаграмма, зарегистрированная как функция времени, представляет собой ряд пиков, моменты их появления характеризуют наличие в газовой смеси тех или иных компонентов, а площади — содержание этих компонентов.

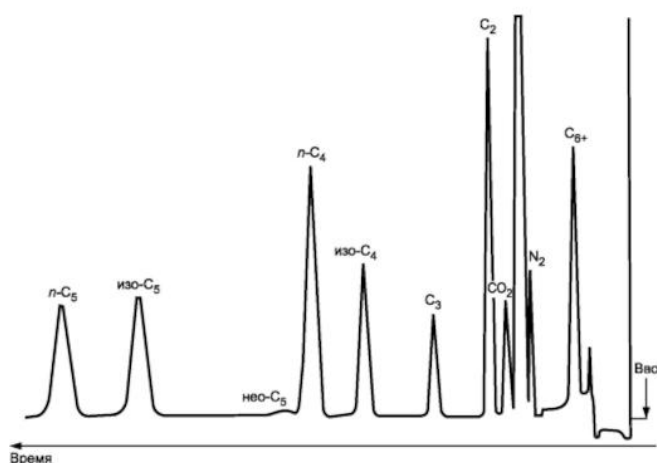


Рисунок 4 – Газовая хроматография

Величины $C_{оп}$, полученные против исследуемого пласта, сравнивают с граничными значениями используя палетку раздельного анализа газа, определяют индекс компонентного состава газа в пласте $I_{кг}$.

Обобщенный газовый коэффициент, с помощью которого можно с большой вероятностью определить характер насыщения залежи является метод - обобщенный показатель углеводородного состава (ОПУС).

Первоочередное расчленение разреза производилось по данным механического каротажа.

Механический каротаж как метод основан на изменении скорости бурения ($V_{мех.}$) 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.

Сущность метода сводится к регистрации продолжительности проходки скважины - времени τ , затрачиваемого на бурение одного метра породы.

Шлам и керн является источником информации о свойствах и строении геологического разреза. Отбор шлама производится в желобной системе у устья скважины, шлагоотборником. По шламу описываются свойства и характер выделения нефти и битума. Присутствие в породе нефти и битумов придает ей коричневатую-бурую окраску, наличие газа в породе не сопровождается изменением ее окраски, но порода издает резкий характерный запах.

Результаты исследований. В скважине №1 Светлой в качестве первичной информации о литологическом разрезе скважины и отслеживания пластов-коллекторов использовался метод механического каротажа и отбор шлама.

При проведении геолого-геохимических исследований в разрезе ствола скважины №1 с глубины 685 до 1434 м, газы поступившие в хроматограф пересчитывались из абсолютных значений в удельную газонасыщенность.

В интервалах черемшано-прикамского, тульского, бобриковского, кизелово-черепетского вскрыты пород-коллекторы с возможными признаками нефте- или газо- или водонасыщения.

По данным интерпретации ДМК и данных газового каротажа в разрезе наблюдались повышенные значения газопоказаний с уменьшением значений ДМК в песчаниках и известняках, что говорит о их хороших коллекторских свойствах, также наблюдаются зависимость снижения газопоказаний с увеличением значений ДМК, что, свидетельствует об ухудшении коллекторских свойств в глинистых пропластках разреза.

В интервале 845-846,9 м черемшано-прикамского горизонтов уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,0077 % абс; удельная газонасыщенность шлама 0,0431 см³/дм³.

Люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 3 БЖ МБ. По данным РАГ карбонатный коллектор насыщен нефтью с водой.

В интервале 848,5-849,4м черемшано-прикамского горизонтов уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,0182% абс; люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 3 балла, беловато-голубого цвета – легкие битумоиды. По данным РАГ карбонатный коллектор насыщен водой.

В интервале 1307,4-1308,6 м тульского горизонта уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,0219 % абс; удельная газонасыщенность керна 0,071 см³/дм³; люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 3 БГ ЛБ, 3 БЖ МБ. По данным РАГ карбонатный коллектор насыщен нефтью с водой.

В интервале 1325,2-1329,5 м бобриковского горизонта уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,0594% абс; удельная газонасыщенность керна 7,459 см³/дм³; люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 3 БЖ МБ. По данным РАГ терригенный коллектор, насыщен водой.

В интервале 1368,6-1369,6м кизеловского-черепетского-упинского горизонтов уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,0364% абс; удельная газонасыщенность керна 4,45см³/дм³; люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 3 Ж МСБ. По данным РАГ карбонатный коллектор насыщен нефтью с водой.

В интервале 369,6-1374,8м упинского горизонта уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,0585% абс; удельная газонасыщенность шлама 0,849 см³/дм³; люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 3 БГ ЛБ. По данным РАГ карбонатный коллектор, насыщен водой.

Для определения и подтверждения характера насыщения залежей по данным газового каротажа сделан расчет общего показателя углеводородного состава по формуле ОПУС₄. Полученные значения представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Расчет значений по формуле ОПУС₄

Возраст пласта	Интервал расчета, м	Расчетные значения по формуле	Граничные значения ОПУС ₄	Тип флюида
C _{2cm-pk}	845-846,9	41132-52630	700-250000	Нефть
C _{2cm-pk}	848,5-849,4м	46057 93143	700-250000	Нефть
C _{1tl}	1307,4-1308,6	193765 506762	700-250000 >250000	Нефть+ Окисленная (остаточная) нефть
C _{1bb}	1325,2-1329,5м	96679 325606	700-250000 >250000	Нефть+ Окисленная (остаточная) нефть
C _{1kz-cr-up}	1368,6-1369,6	257473 287270	>250000	Окисленная (остаточная) нефть
C _{1up}	1369,6-1374,8	313635 407684	>250000	Окисленная (остаточная) нефть

Закключение. В данной работе ассмотрена методика геологических исследований, изучение разреза механическим каротажем и определения пластов-коллекторов - газовым каротажем, методиками ОПУС и палеткой раздельного анализа газа.

По данным геолого-геохимических исследований, а также по данным газового каротажа были выделены объекты:

- черемшано-прикамского горизонта в интервале 845 - 846,9м - пласт-коллектор, насыщенный нефтью с водой; в интервале: - 848,5 - 849,4м - пласт-коллектор, насыщенный водой;
- тульского горизонта в интервале: 1307,4 - 1308,6м - пласт-коллектор, насыщенный нефтью с водой;
- бобриковского горизонта в интервале: 1325,2 - 1329,5м - пласт-коллектор, насыщенный водой;
- кизеловского-черепетского-упинского горизонта в интервале: 1368,6 - 1369,6м - пласт-коллектор, насыщенный нефтью с водой;
- упинского горизонта в интервале: 1369,6 - 1374,8м - пласт-коллектор, насыщенный водой.

При интерпретации показаний газового каротажа, ОПУС и ГИС результаты показали расхождение в определении характер насыщения пластов-коллекторов.