

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

Кафедра геофизики

**«Определение пластов коллекторов и характер насыщения на примере  
разведочной скважины №151Р Северо-Каменского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы  
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Геолого-геофизический сервис»  
геологического факультета  
Баринова Алексея Владимировича

**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.** Одним из ключевых методов геолого-технологических исследований (ГТИ) является газовый каротаж. Этот метод позволяет изучать скважины, анализируя содержание и состав углеводородных газов в промывочной жидкости.

Во время газового каротажа специалисты регистрируют газопоказания, одновременно отбирая пробы бурового раствора и образцы шлама для дальнейшего анализа. Целью такого анализа является определение количества и состава газа.

Геохимические исследования включают в себя определение состава газа, который содержится в буровом растворе. Также проводится люминесцентно-битуминологический анализ образцов шлама, которые были отобраны в процессе исследования.

Цель бакалаврской работы – определить пласты-коллекторы в бобриковском горизонте нижнекаменноугольного периода и оценить характер насыщения этих пластов. Исследование будет проведено на примере разведочной скважины №151Р Северо-Каменского месторождения.

Эта цель включает в себя решение следующих задач:

1. Сбор и изучение геологических и геофизических данных о строении и перспективах нефтегазоносности месторождения,
2. Анализ степени изученности бобриковской залежи на месторождении,
3. Ознакомление с методами проведения газового каротажа в процессе бурения,
4. Ознакомление с методикой регистрации компонентного газа,
5. Выделение пластов коллекторов с аномальным газосодержанием,
6. Определение характера насыщения пластов-коллекторов по газовому каротажу и методики ОПУС.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, заключения и трёх разделов: краткая геологическая характеристика района работ; методика работ; результаты исследований. Объём работы составляет 54 страницы. В

работе представлено 14 рисунков, 5 таблиц и 5 графических приложений. Для подготовки работы было использовано 20 источников.

**Основное содержание работы.** Северо-Каменское нефтяное месторождение находится в Красноярском районе Самарской области, в 55 километрах к северу от Самары и в 24 километрах к северу от районного центра — села Красный Яр.

Геологоразведочные работы на нефть и газ начаты в 30-х годах. На первом этапе (до 1950 г.) выполнен большой объем геолого-съемочных и геофизических (гравиразведка, магниторазведка, электроразведка) работ. Гравитационной и магнитной съемками покрыта вся территория области.

В период с 1984 по 1986 год на Константиновской площади были проведены сейсморазведочные работы МОГТ 2D. В результате этих работ удалось уточнить геологическое строение Северо-Каменского месторождения, определить границы отражающих горизонтов «В» (кровля верейского горизонта), «У» (подошва тульского горизонта) и «Д» (подошва саргаевского горизонта).

В 1965 году на Северо-Каменской площади началось глубокое поисково-разведочное бурение.

Осадочный чехол на Северо-Каменском месторождении состоит из горных пород среднего и верхнего девона, каменноугольных и пермских пород, а также четвертичных отложений. Он лежит на породах кристаллического фундамента, возраст которых достигает архейского периода.

В геологическом плане Северо-Камское месторождение расположено в Сокской седловине — крупном тектоническом элементе первого порядка. Также оно относится к системе валов, известной как Сокско-Шешминская. Если говорить о более конкретных геологических условиях, то месторождение находится на юго-западном склоне Усть-Черемшанского прогиба, который входит в состав Камско-Кинельской системы прогибов.

В составе Сокско-Шешминской дислокации выделяют следующие тектонические валы: Дубровско-Никитинский, Смагинский, Елховско-

Боровской, Раковский, Серноводско-Щугоровский – локальные поднятия наблюдаются в перми, карбоне и девоне. Эти валы образованы вдоль сбросов кристаллического фундамента и пересекают Серноводско-Абдулинскую впадину в поперечном направлении и осложнены Камско-Кинельской системой прогбов. Валы имеют субширотное простирание и осложняются вдоль своих осей многочисленными локальными структурами.

Вдоль оси Раковского вала (направление движения — с юго-запада на северо-восток) можно выделить несколько локальных возвышенностей: Малгечевское, Каменское, Раковское, Селитьбенское, Чекалинское и Керановское.

Юго-восточное крыло Раковского и Каменского валов на участке Раковского и Чекалинского локальных поднятий в отложениях пермского периода имеет сложную структуру. В пределах этой структурной зоны в том же направлении находятся Петеновское, Южно-Орловское, Орловское, Северо-Каменское и Пичерское поднятия.

Рассматриваемая территория на уровне «терригенного девона» (и поверхности кристаллического фундамента) представляет собой сложную систему грабен и горст антиклиналей. С каждым грабеном сопряжены горст антиклинали (валы).

Северо-Каменское поднятие представляет собой многокупольную структуру. В его составе выделяются три небольших поднятия (Центральное, Восточное и Южное, также известное как Гуровское), а также кристаллический фундамент. При этом морфологическая выраженность структур увеличивается по мере продвижения вниз по разрезу палеозойских отложений.

Северо-Каменское месторождение состоит из трёх куполов: Центрального, Восточного и Южного (Гуровского). Нефть добывается из пласта Б<sub>2</sub> бобриковского горизонта.

Северо-Каменское нефтяное месторождение имеет сложное геологическое строение и состоит из нескольких куполов. Промышленная добыча нефти

ведётся из терригенного пласта-коллектора Б<sub>2</sub> бобриковского горизонта в отложениях нижнего карбона.

В кровле отложений бобриковского горизонта расположен нефтеносный пласт Б<sub>2</sub>, который состоит из кварцевых мелкозернистых, реже разномерных песчаников. Залежь покрыта тёмно-серыми известняками и глинистыми породами.

**Методика исследования.** Газовый каротаж — это метод, который позволяет обнаружить нефтегазосодержащие пласты, определить степень их насыщенности и обеспечить безопасное бурение. С его помощью можно выявить зоны аномально высоких пластовых давлений (АВПД), что помогает предотвратить возможные выбросы нефти и газа.

Газовый каротаж — это метод, который позволяет определить количество и состав углеводородного газа в промывочной жидкости, используемой при бурении скважин. Этот метод помогает получить информацию о свойствах горных пород в процессе их исследования.

Природный газ в основном состоит из метана (С<sub>1</sub>) — самого лёгкого из углеводородных газов. В небольших количествах в нём также присутствуют более тяжёлые компоненты: этан (С<sub>2</sub>), пропан (С<sub>3</sub>), бутан (С<sub>4</sub>), пентан (С<sub>5</sub>) и гексан (С<sub>6</sub>). Попутные газы нефтяных месторождений, в отличие от природного газа, могут содержать более высокие концентрации тяжёлых компонентов. В их состав могут входить изосоединения, такие как изобутан и изопропан, а также непредельные углеводороды, например, этилен и пропилен. Кроме того, в попутных газах могут присутствовать неуглеводородные газы, такие как водород, азот и двуокись углерода.

Газы отбираются из промывочной жидкости помощью поплавкового дегазатора, после выхода ее на поверхность. И попадают УВ газы по ГВЛ в хроматограф.

Термовакуумная дегазация (ТВД) осуществляется с помощью специальной установки ТВД, расположенной на станции ГТИ. Эта установка используется для анализа проб раствора, отобранных на устье скважины, а также для

определения удельного газосодержания проб шлама и керна, а также проб пластовой жидкости, полученных в процессе проведения испытательного прибора труб (ИПТ).

Основным методом компонентного газового анализа, при котором определяется содержание различных веществ в газовой смеси — от метана ( $C_1$ ) до гексана ( $C_6$ ), является газовая хроматография.

Метод газовой хроматографии основан на различной скорости прохождения компонентов газо-воздушной смеси (ГВС) через слой специального вещества – сорбента. Для этого используется инертный к детектору газ-носитель. Углеводородные компоненты смеси последовательно проходят через слой сорбента и достигают детектора, который определяет их абсолютную концентрацию в потоке газа-носителя.

При регистрации показаний детектора во времени получается непрерывная кривая с несколькими пиками, которые характеризуют содержание отдельных компонентов в газовой смеси, подвергаемой анализу. Эта кривая, отображающая зависимость концентрации компонентов в газе-носителе, который выходит из сорбционной колонки, от времени, называется хроматограммой. На рисунке 1 представлен пример хроматограммы.

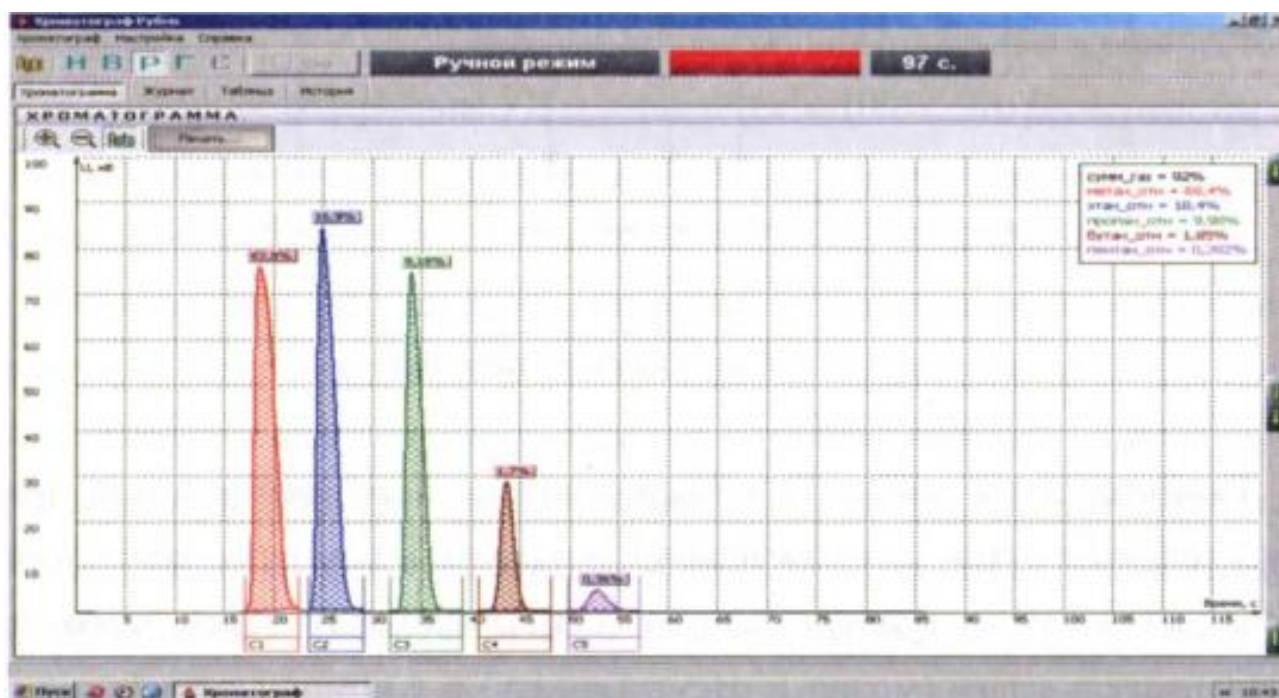


Рисунок 1 - Результат анализа пробы ГВС [9]

В состав газоаналитического комплекса, основанного на хроматографе с ПИДом («Рубин» производства НПФ «Геофизика»), входят:

- хроматограф;
- компрессор;
- генератор водорода;
- блок газовых осушителей;
- вакуумный насос;
- компьютер с программным обеспечением.

Схема газоаналитических исследований приведена на рисунке 2.



Рисунок 2 - Схема газового каротажа

Газовоздушная смесь, которая выделяется естественным или принудительным образом из промывочной жидкости, проходит через дегазатор и попадает в газовоздушную линию. Затем она проходит через барбатер-управляемый влаги (который может отсутствовать) и с помощью вакуумного насоса поступает в хроматограф. Кроме того, в хроматограф также поступают водород и воздух, которые необходимы для его работы. Эти газы предварительно проходят через устройство для осушки.

При хроматографическом анализе газовой смеси измеряются абсолютные содержания углеводородных компонент и вычисляются суммарное содержание УВ газов ( $\Gamma_{\text{сум}}$ ).

Относительные содержания УВ компонент в пробе газа, представляющие собой выраженное в процентах объемное содержание отдельных компонентов:

$$C_{oi} = \frac{10^2 C_{ni}}{\sum_{i=1}^n C_{ni}}$$

- флюидные коэффициенты, т.е. отношения между компонентами.

Примером могут служить:

$$\frac{C_1}{C_2}, \frac{C_1}{C_3}, \frac{C_1}{C_4}, \frac{C_2}{\sum_{i=1}^n C_{ni}}, \frac{C_3}{\sum_{i=1}^n C_{ni}}, \frac{C_4}{\sum_{i=1}^n C_{ni}}, \frac{C_1 + C_2}{C_5 + C_6} \text{ и т. д.}$$

Относительные содержания УВ компонент представляют собой выраженные в процентах относительные содержания отдельных компонентов, когда суммарное содержание УВ принимается за 100 %. Это расчетные параметры, необходимые для интерпретации данных газового каротажа в части определения характера насыщения пласта с аномальным содержанием  $\Gamma_{\text{сум}}$ .

Чтобы сделать компонентный анализ более информативным, можно применить метод флюидных (газовых) коэффициентов. Это означает, что мы будем рассматривать отношения между компонентами. Для использования этого метода необходимо опытным путём определить граничные значения коэффициентов, которые характерны для различных фазовых состояний углеводородных газов, составляющих залежь: нефть, газ, газоконденсат, нефть с газовой шапкой и так далее.

ОПУС — это обобщённый газовый коэффициент, который с высокой вероятностью позволяет определить характер насыщения залежи.

$$\text{ОПУС} = \frac{C_1 \times C_2 \times C_3 \times \dots \times C_{n-1}}{(C_2 + C_3 + \dots + C_n)^{n-1}}$$

**Результаты работ.** Во время бурения скважины №151Р Северо-Каменского месторождения применялась технология непрерывной



принудительной дегазации при газовом каротаже. Дегазация осуществлялась на глубине от 390 до 1711 метров.

Благодаря тщательному анализу технологических и геолого-геохимических данных были определены фильтрационные свойства и характер насыщения горных пород, которые были вскрыты в процессе бурения.

В скважине №151Р для расчленения разреза и отслеживания пластов-коллекторов отбирался шлам. По анализу шлама в продуктивном разрезе разбуривались рыхлые породы пласта-коллектора, которые представлены толщей карбонатных пород.

При проведении газового каротажа по всему разрезу скважины наблюдались газовые показания. С глубины 1590 м в бобриковском горизонте регистрировалось увеличение газонасыщенности бурового раствора. В нефтенасыщенном пласт-коллекторе возрастали смеси легких и тяжелых углеводородов.

Согласно результатам геолого-геохимических исследований, в разрезе скважины были обнаружены аномальные показатели:

В интервалах 1602 - 1606 м, 1607 - 1608 м:

- уровень газопоказаний, согласно данным о частичной дегазации буровой промывочной жидкости, составляет 2,4991% от абсолютного значения;
- удельная газонасыщенность шлама достигает 8,13 кубических сантиметра на кубический дециметр.

Аномалии связаны с обнаружением терригенных коллекторов бобриковского возраста, содержащих нефть.

В интервале 1617 - 1622 м:

- уровень содержания газа, определённый в результате частичной дегазации бурового раствора, составляет 0,7639% абсолютного содержания газа;
- удельная насыщенность газа в шламе составляет 12,75 см<sup>3</sup> на кубический дециметр.

Аномалия связана с открытием залежей нефти в карбонатных коллекторах

турнейского возраста.

Когда обнаруживалась газовая аномалия, то есть пластовый газ попадал в буровой раствор, мы определяли характер насыщения пласта. Для этого мы анализировали изменения относительного состава газа и флюидных коэффициентов. Затем мы использовали палетки РАГ, чтобы отобразить значения  $C_1 \dots C_6$  и флюидные коэффициенты.

В скважине произведён расчет по формуле ОПУС<sub>4</sub>, результате было выявлено, что аномальная зона исследуемого пласта состоит из трех пластов насыщения.

По данным методики ОПУС<sub>4</sub> в интервалах 1602-1606 м и 1607-1608 м (терригенные породы), 1617-1622 м (карбонатные породы) насыщены нефтью.

**Заключение.** В рамках выполнения бакалаврской работы были определены и описаны комплексы геолого-технологических исследований (ГТИ). Также было изучено геологическое и тектоническое строение района, где проводились работы.

В работе рассмотрены технологические и геологические методы, а также методики проведения геологических исследований. Особое внимание уделено газовому каротажу, который позволяет определить наличие и характер насыщения пластов-коллекторов. Для этого используются специальные палетки диаграмм раздельного анализа газа, а также методика ОПУС.

По газовому каротажу наблюдались высокие газопоказания, что по палеткам РАГ и расчетам ОПУС - характер насыщения нефть.

В ходе геолого-технических исследований (ГТИ) были выявлены продуктивные объекты на основе геолого-геохимических данных и газового каротажа:

- бобриковского возраста в интервале: 1602 – 1606 м, 1607 – 1608 м - пласты-коллектора, насыщенные нефтью;

- турнейского возраста в интервале: 1617 – 1622 м - пласт-коллектор, насыщенный нефтью.