

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

Кафедра геофизики

**Оценка характера насыщения терригенных коллекторов бобриковских  
отложений в геологических условиях Алексеевского месторождения в  
процессе бурения**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 501 группы  
направление 05.03.01 геология  
геологического ф-та  
Ильина Алексея 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 2019

**Введение.** Целью бакалаврской работы является выделение пластов-коллекторов в отложениях бобриковского горизонта на примере исследований газового каротажа.

Для достижения указанной цели были поставлены следующие задачи:

- собрать и проанализировать геолого-геофизические материалы, характеризующие геологическое строение и нефтеносность Алексеевского месторождения;
- ознакомление с методами проведения газового каротажа в процессе бурения;
- рассмотреть методы механизма поступления газа в буровой раствор;
- рассмотреть способы и оборудование для дегазации бурового раствора, шлама и керн;
- состав газоаналитического канала и особенности установки оборудования, принцип работы хроматографа;
- применение методики палеток отдельного анализа газа;
- определение характера насыщения пластов-коллекторов по газовому каротажу;
- провести сравнение методик интерпретаций данных газового каротажа.

Выпускная бакалаврская работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка используемой литературы, включающего 13 источников. Работа изложена на 50 стр., содержит 8 таблиц и 13 рисунков.

**Основное содержание работы.** Раздел 1 «Геологическая характеристика района», содержит сведения об физико-географических условиях проведения работ, изученности района работ, тектоническом строении, нефтегазоносности, а также литолого-стратиграфической характеристике разреза.

В административном отношении Алексеевское нефтяное месторождение расположено в Кузнецком и Камешкирском районах Пензенской области в 22 км к юго-западу от районного центра г. Кузнецк как показано на рисунке 1. Районный центр Кузнецк расположен в 15 км на северо-запад от месторождения. Рельеф местности исследуемого района представляет собой слабопересеченную

местность с незначительной сетью густых оврагов и балок, приуроченных к пойменной и надпойменной террасам реки Кадада. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах от +190 до +300 м с увеличением величины с юго-запада на северо-восток Среднегодовая температура +6<sup>0</sup>С. В зимний период колеблется от -11,3<sup>0</sup>С до -13,3<sup>0</sup>С, достигая -40<sup>0</sup>С. Средняя температура летом превышает +20<sup>0</sup>С, достигая до +38<sup>0</sup>С. Количество осадков от 550 мм до 680 мм в год. Толщина снежного покрова 40 см. Преобладающее направление ветров западное и северо-западное. Наибольшая скорость ветра 20 м/сек.

Алексеевское месторождение расположено на Восточно-Европейской платформе, в пределах Волго-Уральской антеклизы на Жигулёвско-Криволукском валу у северной границы Жигулевского свода. Жигулёвско-Криволукский вал характеризуется наличием других отдельных поднятий.

С севера эта зона ограничивается Кузнецкой седловиной, отделяющей ее от Токмовского свода. Южнее Жигулевского свода располагается Неверкинская депрессия. На западе Жигулевская зона дислокаций граничит с Рязано-Саратовским прогибом.

Жигулевско-Пугачевский свод входит на территорию своим крайним северо-западным фрагментом, ограниченным с севера Жигулевским разломом, а с юго-запада крутым крылом Сурско-Мокшинского вала оборванным Кикинским разломом. Это крупная положительная структура, осложненная Жигулевско-Криволукским валом, Неверкинской депрессией и рядом отдельных локальных поднятий.

Северная часть Жигулевско-Пугачевского свода представляет собой Жигулевско-Криволукским валом. Ось вала протягивается в центральной части листа от верховьев руч. Канадей на запад-юго-запад, постепенно все больше отклоняясь к югу и в своем юго-западном окончании дугообразно изгибается, приобретает на участке с.с. Верховзим-Красное Поле субмеридиальное направление и утыкается в линию Сурско-Мокшинского вала.

Жигулевско-Криволукский вал представляет собой флексуобразную линейную складку с крутым, оборванным Жигулевским разломом северным и северо-западным крыльями, и пологим южным, юго-восточным крылом. Шарнир вала осложнен многочисленными ундуляциями, в связи с чем в пределах осевой части вала выделяется ряд локальных поднятий.

Для Алексеевского поднятия характерна асимметричная форма (пологое юго-восточное и более крутое северо-западное крылья) и небольшие размеры. В контуре изогипсы -885 м по кровле продуктивного пласта Б<sub>2</sub> оно представляет собой изометричную структуру, ориентированную с юго-запада на северо-восток (приложение В). Размер поднятия в пределах замкнутой изогипсы -885 м составляет 2,275 x 1,125 км при амплитуде 14 м.

Алексеевское месторождение, согласно общепринятому нефтегазогеологическому районированию, находится в пределах Жигулевско-Самаркинского нефтегазоносного района Средне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

На Алексеевском месторождении пробурены две скважины (скв.100(1) поисковая и 101 разведочная), которыми установлена промышленная нефтеносность отложений бобриковского горизонта (пласт Б<sub>2</sub>). Подсчетные параметры, запасы нефти и растворенного газа категории С<sub>1</sub>, числящиеся на государственном балансе по состоянию на 01.01.2008 г. составляют: нефти геологические запасы-579 тыс.т., извлекаемые-168 тыс.т. категории С<sub>1</sub>; растворенного газа геологические-6 млн. м<sup>3</sup>, извлекаемые- 2 млн м<sup>3</sup>.

Глубина залегания продуктивного пласта 1180-1197,6 м., общая толщина пласта принятая на момент подсчета запасов в скважинах составляет 2,4 м (скв.100(1)) и 3,4 м (скв.101), нефтенасыщенная – 2,4 м, средневзвешенная по площади – 1,84 м; однородность характеризуется коэффициентами песчаности и расчлененности, равными 0,83 и 1,5. В структурном плане залежь представляет собой изометричную складку субширотного простирания ориентированную с юго-запада на северо-восток. Размеры залежи в 2,275x1,125 км, этаж нефтеносности 7,1 м; тип залежи пластовая сводовая.

**Раздел 2 «Методика работ»**, содержит методику проведения газового каротажа в процессе бурения, ТВД, ЛБА, карбонатометрии, устройство и принцип работы хроматографа, ОПУС.

Газовый каротаж в процессе бурения является основной модификацией метода, включающий изучение изменения по стволу скважины содержания и состава газов, в процессе разбуривания горных пород, и изменения параметров, характеризующих режим бурения скважины, а также каротаж по шламу. Результаты газового каротажа в процессе бурения представляются в виде комплекса параметров, зафиксированных в функции исправленных глубин, и характеризующих нефть и газосодержание пластов, вскрытых скважиной, комплекса технологических параметров, зафиксированных также в функции глубин, и результирующие исследования шлама.

Параметры, характеризующие газо и нефтесодержание пластов, вскрытых скважиной, приводятся ниже.

Изучаемые при ГК природный и попутный газ нефтяных и газовых месторождений представляют собой в основном смесь УВ с углеводородными газами. Изучаемые при ГК УВ включают предельные УВ типа  $C_nH_{2n+2}$ , непредельные типа  $C_nH_{2n}$  и их изосоединения  $iC_nH_{2n+2}$  и  $iC_nH_{2n}$ .

Информативными для выделения нефтегазосодержащих пластов (НГП) и прогнозной оценкой характера их насыщения являются предельные УВ ( $C_1 - C_5$ ).

При проведении газометрии скважин исследуют содержание углеводородных газов в буровом растворе, выходящем из скважины на поверхность. Наибольшую информацию о продуктивности пород дают предельные углеводороды от метана  $CH_4$  до гексана  $C_6H_{14}$ . Определенную информацию несут некоторые другие углеводороды (непредельные, изомерные соединения).

При разбуривании продуктивных пластов нефть и газ, находившиеся в порах коллектора, поступают в буровой раствор и выносятся с ним на поверхность.

Различают два способа дегазации. Первый – это непрерывная дегазация бурового раствора. Второй – периодический отбор проб и исследования на установке термовакuumной дегазации.

Непрерывная дегазация бурового раствора производится на устье скважины, на потоке бурового раствора перед виброситами дегазатором непрерывного действия. В настоящее время обычно используются поплавковые дегазаторы, дегазаторы с активатором центробежного типа. При втором способе исследуется промывочная жидкость, пробы из пробоотборника при ИПТ, шлам и керн и определяется удельное газосодержание. Причем изучение газоносности шлама и керна производится только этим способом.

Газоаналитический канал состоит из следующих элементов: дегазатора, барбатера, влагоуловителя, ротаметров, блока побудителей расхода, хроматографа, суммарного газоанализатора.

Газовоздушная смесь поступает по газовоздушной линии с поплавкового (или другого типа) дегазатора, который находится в желобной системе буровой установки.

Дегазатор поплавкового типа, которым комплектуется станция, устанавливается в желобе перед виброситами и должен герметично плавать на поверхности БР после включения циркуляции, сохраняя полностью свой рабочий объем над раствором.

Чтобы в ГВЛ из дегазатора не засасывался раствор, на конусе дегазатора ставится барбатёр, который действует как перепускной клапан и поддерживает давление внутри дегазатора близкое к атмосферному. В барбатере в качестве затвора используется: летом – вода, зимой – легкое машинное масло.

Дальше линию ведут вверх (1-2м) и ставят влагоуловитель (холодильник), который задерживает влагу, несомую газовоздушной смесью из дегазатора. На входе в станцию ставится ротаметр.

Основным элементом газоаналитического канала является хроматограф, в котором происходит деление газовоздушной смеси, подаваемой на вход, на отдельные компоненты. В итоге мы получаем количественные и качественные

значения первых пяти компонентов УВ-газов, находящихся в газовой смеси (метан, этан, пропан, бутан, пентан) и водорода.

Принцип работы хроматографа заключается в том, что извлеченная из бурового раствора газовой смеси поступает со скважины по газовой линии в хроматограф. Компонентный состав углеводородов определяют с помощью газовой хроматографии. Основная часть хроматографа — разделительная хроматографическая колонка — трубка из нержавеющей стали, заполненная сорбентом — тонкоизмельченным пористым веществом, например, силикагелем. При пропускании анализируемой смеси через колонку метан практически не сорбируется и проходит вместе с воздухом, выступающим здесь в роли инертного для детектора хроматографа газоносителя. Остальные, лучше сорбирующиеся углеводородные газы проходят через колонку с запаздыванием тем большим, чем выше номер предельного углеводорода. Для ускорения процесса и улучшения разделения отдельных компонентов газа применяют способ хроматермографии: колонку нагревают по заданной программе, а после выделения последнего компонента охлаждают. Таким образом, работа хроматографа дискретна.

Методика палеток раздельно анализа газа (РАГ) является классической методикой прогнозной оценки характера насыщения при помощи построения палеток. По данным компонентного газового анализа, полученного при опробовании или испытании пластов, и для типовых месторождений строились палетки РАГ. При выявлении газовой аномалии, обусловленной поступлением в буровой раствор пластового газа, определяется характер насыщения пласта по изменению относительного состава газа и флюидных коэффициентов, для чего значения  $C_1 \dots C_5$  и флюидных коэффициентов наносятся на палетки РАГ и ГФК.

Принцип работы. Состав газа  $C_1 \dots C_5$  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. При этом качественно различающиеся

пласты имеют определенный характер сопоставимости.

Определение карбонатности пород осуществляется путем измерения объема или давления углекислого газа, выделившегося при взаимодействии исследуемой породы с соляной кислотой, и проводится с целью определения литологического состава пород. Количество  $\text{CaCO}_3$  и  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$  определяется с помощью калибровочного графика, который строится по результатам анализа навесок чистых карбонатных минералов. Диагностика пород производится по количественному соотношению в породе кальцита, доломита и нерастворимого остатка.

Люминесцентно-битуминологический анализ основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами испускать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяет визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе.

Термо-вакуумная дегазация (ТВД) является инструментом для извлечения углеводородных газов из открытых пор шлама, а также для извлечения газа, содержащегося в буровом растворе. После извлечения газа определяется его количество и при помощи хроматографа анализируется его состав. Такой анализ проводится с целью выявления продуктивных нефтегазоносных пластов и выделения зон аномально высоких поровых и пластовых давлений. Следует отметить, что данный метод является дополнительным при выявлении продуктивных пластов-коллекторов.

Методика обобщенного показателя углеводородного состава (ОПУС) Лукьянов Э.Е. предложил использовать обобщенный газовый коэффициент, с помощью которого можно было бы с большой вероятностью определить характер насыщения залежи. Для этой цели им был введен обобщенный показатель углеводородного состава.

**Раздел 3 «Результаты исследований», содержит результаты геолого-**

геохимических исследований, посвящен описанию объема выполненных геолого-геохимических исследований, определения характера насыщения по данным газового каротажа.

Скважина Алексеевская 100 заложена с целью доразведки залежи нефти в бобриковских отложениях. Проектный горизонт – турнейский горизонт нижнего карбона, проектная глубина – 1000м.

В ходе строительства скважины достигнут проектный горизонт, бурение завершено на глубине 910м.

Сопровождение строительства скважины Алексеевской 100 геологической службой ГТИ проведено в интервале 750-910м.

Выделение перспективных интервалов на нефть и газ производилась по данным хроматографического анализа газовой смеси, полученной после непрерывной дегазации бурового раствора, эпизодической полной дегазации проб бурового раствора методом ТВД, люминесцентного анализа образцов шлама непосредственно на буровой.

В процессе бурения скважины Алексеевской 100, с момента начала проведения геолого-геохимических исследований, вскрыты отложения палеозойской эратемы: бобриковский, тульский, алексинский, михайловский и веневский горизонты. Описание пород проведено, в основном, по шламу.

Алексинский, михайловский и веневский горизонты вскрыты в интервале 750-848м и представлены известняками светло-серыми, плотными, средней крепости, известняками светло-серыми, пелитоморфными, плотными, средней крепости и доломитами буровато-серыми мелкозернистыми, среднекристаллическими, средней крепости.

При разбуривании пород окского надгоризонта от кровли до подошвы зарегистрированы фоновые значения уровня газосодержания бурового раствора и удельной газонасыщенности пород без изменений относительного содержания УВ-газов, аномальных повышений не зафиксировано.

Тульский горизонт вскрыт в интервале 848-870м и представлен

песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, средней крепости, известняками светло-серыми, плотными, средней крепости.

При разбуривании пород тульского горизонта от кровли до подошвы зарегистрированы фоновые значения уровня газосодержания бурового раствора и удельной газонасыщенности пород без изменений относительного содержания УВ-газов, аномальных повышений не зафиксировано.

В пласте-коллекторе в интервале 884-910м люминесценция хлороформных вытяжек шлама составила 3 балла беловато-желтого цвета маслянистые битумоиды, что говорит о присутствии в породах нефти и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием или отсутствием асфальтенов.

Таким образом, при проведении газового каротажа в разведочной скважине 100 Алексеевской с глубины 884 м параллельно с ростом концентрации углеводородов при подходе к продуктивному коллектору бобриковского горизонта регистрировалось изменение (аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора в два и более раза превышающее фоновые значения) их состава: при подходе к нефтяному пласту в смеси возрастает роль метана или тяжелых углеводородов (приложение Д).

При интерпретации газового каротажа в скважине Алексеевская 100 были выделены перспективные объекты бобриковского возраста в интервалах: 884,5-886 м, 888,6-894,5 м, 895,4-898,2 м, 899,5-903,3 м, 908,2-9010м - пласты-коллектора, насыщенные нефтью. Исходя из значительной мощности 25,5м и высоким показаниям по данной непрерывной дегазации.

По данным газового каротажа на кривых суммарных газопоказаний РАГ аномалии были отмечены в интервале 884,5-910м. Анализируя результаты интерпретации газового каротажа все применяемые в данной работе методики, показали характер насыщения коллектора – нефть.

Кроме того, для определения характера насыщения залежи бобриковского горизонта в интервалах 884,5-885,9м, 888,5-894,5м, 895,4-898,2м, 899,5-903,3м,

908,2-910м провели расчет общего показателя углеводородного состава по формуле ОПУС<sub>4</sub>.

В результате было выявлено, что аномальная зона исследуемого пласта разбита на блоки насыщения, в изучаемом интервале исследования выделяются пять пластов. Превышение газовых аномалий относительно фоновых показаний изменяется в пределах 10-125 раз.

**Заключение.** Геолого-технологические исследования, являются прямым методом поиска залежей нефти и газа, поможет разобраться в перспективности и промышленной нефтегазоносности Алексеевского месторождения.

Непосредственно на территории Алексеевском участка на сегодняшний день промышленная продуктивность установлена по нефтегазоносному комплексу нижнекаменноугольному карбонатно-терригенному по его нижней, визейской части.

В соответствии с поставленными задачами в бакалаврской работе изучено геологическое и тектоническое строение района работ и рассмотрены методики определения насыщения по данным газового каротажа: методика исследования газового каротажа, люминесцентно-битуминологического анализа, термоваккумной дегазации и расчет ОПУС<sub>4</sub>. Рассматриваемые методики применены на результатах газового каротажа исследуемой скважины.

В процессе проведения геолого-геохимических исследований, а также по данным газового каротажа, ТВД, ЛБА, ОПУС<sub>4</sub> были зафиксированы аномалии в отложениях бобриковского горизонта нижнекаменноугольной системы., связанные с вскрытием объекта, насыщенного нефтью в интервале: 1793-1807м.