

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

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

**Обоснование доразведки пласта Б₂ на Южном куполе Северо-Каменского
месторождения, в процессе разработки
(Самарская область)
АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студента 6 курса, 611 группы заочной формы обучения
геологического факультета
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»
специализация «Геология нефти и газа»
Сорокина Дмитрия Викторовича

Научный руководитель
кандидат геол.-мин. наук, доцент

В.М. Мухин

Зав. кафедрой
доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2020

Введение

В настоящее время юг и юго-восток Самарской области, являются одним из наиболее перспективных регионов для поиска и разведки залежей углеводородов. Свидетельство этому - открытие ряда месторождений в сходных геологических условиях на сопредельных территориях, многочисленные объекты поискового бурения, на которых открыты Ольховское, Западно-Булькуновское, Раковское и др. месторождения. Основной прирост запасов происходит за счёт доразведки средних и мелких месторождений. Одним из таких месторождений, где возможно приращение запасов углеводородов является Северо-Каменское месторождение.

Административно Северо – Каменское нефтяное месторождение, расположено на территории Красноярского района Самарской области.

Северо-Каменская площадь введена в глубокое поисково-разведочное бурение в 1965 году. В 1967 г скважиной №10 была открыта залежь нефти в отложениях пласта Б₂ бобриковского горизонта (Восточный купол).

Несмотря на то, что месторождение в настоящий момент интенсивно эксплуатируется, его геологическое строение является недостаточно изученным, существуют запасы категории С₂.

Целью дипломной работы является обоснование доразведки залежи пласта Б₂ на Южном куполе Северо-Каменского месторождения, в процессе разработки.

Для достижения цели дипломной работы необходимо выполнить следующие задачи:

- сбор геолого-геофизических материалов характеризующих геологическое строение и нефтеносность месторождения;
- анализ собранных геолого-геофизических материалов;
- оценить степень изученности бобриковской залежи пласта Б₂;
- выработка рекомендаций по доразведке Северо-Каменского месторождения.

Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 4 страниц текста, 2 рисунка, 5 графических приложений. Список использованных источников включает 17 наименований.

Основное содержание работы

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. Начиная с 1944 года и в течение нескольких лет все Волгоградское Поволжье было покрыто планомерной геологической и аэрогеологической съемками. В результате выполненных исследований были установлены основные черты тектоники региона, определены крупные структурные элементы.

Начиная с 1950 года широко используется сейсморазведка МОВ, задачей которой являлось выявление и подготовка локальных поднятий для постановки разведочного бурения.

В 1964-1965 гг. трестом «Куйбышевнефтеразведка» по результатам структурного бурения на Тремасовской площади по кровле швагеринового горизонта зафиксировано брахиантиклинальное поднятие, названное Северо-Каменским.

С 1959 по 1965 гг. выполнен большой объем профилей КМПВ. По результатам выполненных исследований установлено, что поверхность кристаллического фундамента характеризуется значительной расчлененностью.

В 1966-1967 гг. трестом «Куйбышевнефтегеофизика» на описываемой территории (Левшинская и Ольховская площади) проводились сейсморазведочные работы МОВ. По отражающим горизонтам «У» - подошве тульского горизонта и «Д» - подошве саргаевского горизонта в пределах Северо-Каменской площади закартировано два поднятия, несколько несовпадающих с поднятиями по данным структурного бурения.

В 1984-1986 гг. в пределах изучаемого участка проведены сейсморазведочные работы МОГТ 2Д на Константиновской площади, в

результате которых уточнено геологическое строение Северо-Каменского месторождения по отражающим горизонтам «В» - кровля верейского горизонта, «У» - подошве тульского горизонта и «Д» - подошве саргаевского горизонта.

В 1985-1987 гг. на Ниновской площади проводились сейсморазведочные работы МОГТ 2Д. В результате уточнено строение юго-восточной периклинали Гуровского купола по отражающим горизонтам карбона и девона, уточнены размеры купола.

Северо-Каменская площадь введена в глубокое поисково-разведочное бурение в 1965 году. В 1967 г. скважиной №10, была открыта залежь нефти в отложениях пласта Б₂ бобриковского горизонта (Восточный купол).

Всего на 01.11.2007 г. на месторождении пробурено 76 скважин, в том числе 7 поисковых и 10 разведочных, из которых 5 скважин вскрыли породы кристаллического фундамента (№№10, 11, 12, 14, 16). Общий метраж поискового бурения составил 18433 м, разведочного 19985 м. По геологическим причинам ликвидировано 7 разведочных (№№11, 12, 17, 21, 25, 106, 150) и 3 поисковых (№№16, 18, 20) скважин, по техническим причинам ликвидирована одна поисковая скважина №15.

Осадочный чехол на Северо-Каменском месторождении сложен породами среднего и верхнего девона, каменноугольными, пермскими, четвертичными образованиями и залегает на породах кристаллического фундамента архейского возраста.

Мощность осадочного чехла на территории Северо-Каменского месторождения составляет 2830м.

Анализ приведенного выше описания характеризует то, что строение разреза в пределах исследуемой зоны сложное. Об этом свидетельствует чередование терригенных и карбонатных комплексов; карбонатные комплексы являются преобладающими, представлены известняками, доломитами, аргиллитами, а также органогенными, органогенно-обломочными известняками; в терригенных комплексах наблюдается чередование разных типов пород – глин, алевролитов, песчаников и чаще пластов известняков. Для

разреза характерно перерывы в осадконакоплении (выпадение из разреза мезозойских отложений); фациальные замещения и выклинивание пород. Это определенно свидетельствует о сложной истории тектонического развития исследуемой территории.

В процессе геологического развития изучаемой территории периодически складывались благоприятные условия для формирования пород-коллекторов в бобриковском горизонте и флюидоупоров известняков, что определило формирование природных резервуаров.

В региональном тектоническом плане Северо-Каменское месторождение по поверхности кристаллического фундамента и терригенного девона приурочено к Сокской седловине - крупному тектоническому элементу I порядка и к Сокско-Шешминской системе валов. По отложениям нижнего карбона месторождение приурочено к юго-западному борту Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы прогибов [1].

На территории Волго-Уральской провинции, в разрезе которой выделяют ряд структурных этажей: рифейско-вендский кристаллический фундамент, эйфельско-франский, фаменско-турнейский, каменноугольно-нижнепермский, верхнепермский и мезо-кайнозойский [1].

Тектоническое строение площади по верхним горизонтам изучено структурным бурением.

Строение площади по отражающим горизонтам карбона и девона изучено сейсморазведкой МОВ и МОГТ. Последние сейсморазведочные работы проведены в 1987 году сеймопартией №8/85-86 на Ниновской площади.

Северо-Каменское поднятие имеет многокупольное строение. По всем опорным горизонтам палеозоя оно состоит из трёх небольших по размерам поднятий (Центрального, Восточного и Южного (Гуровского)).

Северо-Каменское месторождение имеет многокупольное строение состоящее из куполов: Центрального, Восточного и Южного (Гуровский).

На структурной карте по бобриковскому горизонту (пласту Б₂) Северо-Каменского поднятия подтверждается различным гипсометрическим положением водо-нефтяного контакта на каждом из поднятий.

Центральный купол по форме брахиантиклинальной складки с размерами по изогипсе минус 1480 м составляли 3,52x1,75 км, амплитуда поднятия 30 м.

Восточный купол по форме антиклинальной складки с размерами по изогипсе минус 1500 м составляли 2,75x2 км, амплитуда поднятия 10 м.

Южного (Гуровский) по форме брахиантиклинальной складки с размерами по изогипсе минус 1470 м составляли 3,28x1,85 км, амплитуда поднятия 30 м.

Тектоническое строение Северо-Каменского месторождения характеризуется соответствием структурных планов по всем опорным горизонтам палеозоя и кристаллического фундамента с усилением морфологической выраженности вниз по разрезу.

По схеме нефтегазового районирования месторождение расположено в Сокско-Шешминском нефтеносном районе в составе нефтегазоносной области Серноводско-Абдулинского прогиба Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Основные перспективы нефтегазоносности здесь связаны с эйфельско-нижнефранским, среднефранско-турнейским и нижне-верхневизейским нефтегазоносными комплексами [2,3].

В составе Северо-Каменского месторождения выделяется три купола: Центральный, Восточный и Южный (Гуровский). Промышленное скопление нефти приурочено к пласту Б₂ бобриковского горизонта.

В кровельной части отложений бобриковского горизонта выделяется нефтенасыщенный пласт Б₂, сложенный песчаниками кварцевыми, в основном мелкозернистыми, реже разномзернистыми, участками алевритистыми, в различной степени отсортированными, разделенными более плотными породами (в основном алевритами и глинами). Покрышкой залежи служат известняки темно-серые, расположенные в нижней части отложений тульского горизонта (репер «плита») и глинистые породы верхней части бобриковского горизонта.

Центральный купол

Пласт залегает на глубине 1645 м. Общая толщина пласта изменяется от 22,9 м (скв. №55) до 41,4 м (скв. №101). Эффективная толщина меняется от 18,9 м в скв. №72 до 34,5 м в скв. №101 м. В контуре нефтеносности пласт состоит из 1-7 проницаемых пропластков мощностью от 0,4 до 31,6. Мощность плотных пропластков изменяется от 0,1 до 5,1 м.

В нефтенасыщенной части пласт, в основном, представлен монолитным или слабо расчленённым по мощности высокопроницаемым песчаником. Общая нефтенасыщенная толщина пласта меняется от 1,2 (скв. №21) до 29,8 м (скв. №67). Эффективная нефтенасыщенная толщина меняется от 1,2 м в скв. №21 и достигает в сводовой скважине №67 - 26,2 м. Количество нефтенасыщенных прослоев варьирует от 1 до 4, их мощность изменяется от 0,4 до 23,5 м. Мощность плотных прослоев изменяется от 0,6 до 3,8 м. Коэффициент песчаности 0,97, расчленённость 1,4.

Промышленная нефтеносность пласта доказана опробованием ряда скважин, в результате опробования получены притоки нефти дебитом от 1 м³/сут (скв. 107) до 80м³/сут (скв. 103).

Притоки безводной нефти получены на абсолютных отметках от минус 1452,1 м в скважине №49 до минус 1476,6 м в скважине №59. Водонефтяной контакт фиксируется в диапазоне абс. отметок от минус 1476,4 (скв. №21) до минус 1478,2 (скв. №19).

Положение ВНК принято на абс. отметке минус 1477,0 м.

Залежь по типу является неполнопластовой. Размер залежи 4,2х1,8 км, этаж нефтеносности 31,5 м. Разработка Центрального купола осуществляется с 1980 года.

Восточный купол

Пласт залегает на глубине 1676 м. Общая толщина пласта изменяется от 30,2 м (скв. №22) до 40,2 м (скв. №10). Эффективная толщина меняется от 25,6 м в скв. №22 до 35,6 м в скв. №62. В контуре нефтеносности пласт состоит из 2-

7 проницаемых пропластков мощностью от 0,4 до 24,0 м. Мощность плотных пропластков изменяется от 0,4 до 5,9 м.

В нефтенасыщенной части пласт, в основном, представлен монолитным или слабо расчленённым по мощности песчаником. Общая нефтенасыщенная толщина пласта меняется от 2,8 м в скв. №65 до 11,6 м в скв. №62. Эффективная нефтенасыщенная толщина меняется от 2,8 м в скв. №65 до 11,6 м в скв. №62. Количество нефтенасыщенных прослоев варьирует от 1 до 4, их мощность изменяется от 0,4 до 11,6 м. Мощность плотных прослоев по 0,4 м. Коэффициент песчаности 0,96, расчленённость 1,4.

Приток безводной нефти при опробовании в колонне получен на наиболее низких отметках минус 1486,8-1488,8 м в скв. 10. По промыслово-геофизическим данным нижняя граница нефтенасыщения в этой скважине отмечается на абс. отметке минус 1492,4 м, верхняя граница водонасыщения на абс. отметке минус 1493,4 м.

В скважине №22 ВНК прослеживается на абс. отметке минус 1491,5 м, в скважине №64 на абс. отметке минус 1492,7 м. На основании приведенных данных ВНК принят на абс. отметке минус 1492,0 м. Размер залежи составляет 2,0x1,5 км, этаж нефтеносности 11,1 м. Залежь неполнопластового типа, по всей площади подстилается пластовой водой. Разработка Восточного купола осуществляется с 1980 года.

Южный купол

Пласт залегает на глубине 1558 м. Общая толщина пласта изменяется от 23,5 м (скв. №83) до 35,9 м (скв. №84). Эффективная толщина меняется от 20,2 м в скв. №83 до 27 м в скв. №82. В контуре нефтеносности пласт состоит из 4-7 проницаемых пропластков мощностью от 0,8 до 15,4 м. Мощность плотных пропластков изменяется от 0,4 до 2,9 м.

В нефтенасыщенной части пласт представлен слабо расчленённым по мощности песчаником. Общая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта меняется от 6,4 м в скв. №23 до 16,8 м в скв. №84. Эффективная нефтенасыщенная толщина меняется 6,4 м в скв. №23 и 15,5 м в скв. №83.

Количество нефтенасыщенных прослоев 1 - 2, их мощность изменяется от 1,7 до 15,4 м. Мощность плотных прослоев от 0,9 до 2,5 м.

Коэффициент песчаности 0,95, расчленённость 1,5.

На Южном куполе промышленная нефтеносность доказана опробованием скважин №№23, 82, 83, 84. В результате опробования получены притоки нефти дебитом до 32,5 м³/сут. (скв. 82).

ВНК в скважине №23 отбивается на абс. отметке минус 1451,2 м. Нефтенасыщение пласта Б₂ в скважине №23 отмечается до глубины 1576 (-1450,8) м.

Скважиной №83 по промыслово-геофизическим данным нижняя граница нефтенасыщения отмечается на абс. отметке минус 1451,3 м, верхняя граница водонасыщения на абс. отметке минус 1452,1 м.

ВНК на Южном куполе принят на абс. отметке минус 1451,0 м. Залежь неполнопластового типа, по всей площади подстилается пластовой водой. Размер залежи составляет 2,0x1,3 км, этаж нефтеносности 17,6 м.

Изученность основного объекта разработки пласта Б₂ на Центральном и Восточном куполах месторождения, где запасы оценены по категории В и С₁, несколько выше, а Южного блока часть запасов оценена по категории С₁ и С₂.

В результате пересчета суммарные запасы нефти Северо-Каменского месторождения составляют: В+С₁ геологические – 17440 тыс. т.; / извлекаемые – 12336 тыс. т, С₂ : 1390 тыс. т./436 тыс. т.

Промышленное скопление нефти на месторождении приурочены к пласту Б₂ бобриковского горизонта, оцененные с запасами категорий В, С₁ и С₂. Степень изученности залежи Б₂ каждого купола не одинакова, наиболее изученной является залежь Центрального и Восточного куполов, остается недоизученным Южный купол, сводовой части пробурено четыре скважины,

В ходе изучения положения ВНК в различных блоках месторождения, переинтерпретации каротажных диаграмм и на основе данных опробования было обнаружено, что в Центральном блоке ВНК минус 1447 м, Восточном блоке ВНК минус 1492 м, в Южном блоке ВНК минус 1451,2 м, разница

отметок ВНК составляет 45м.

Все вышеизложенное указывает на то, что месторождение является недоизученным. Для уточнения геологической модели залежи, получения дополнительной информации по подсчетным параметрам, оценки добывных возможностей месторождения и приращения запасов промышленных категорий необходимо проведение мероприятий по его доразведке.

С целью доразведки залежи основного продуктивного пласта Б₂ бобриковского горизонта рекомендуется бурение одной разведочной скважины №151Р.

Разведочную скважину 151Р рекомендуется заложить в 1,25 км к юго-востоку от скважины 23. Проектная глубина - 1460 м, проектный горизонт – радаевский.

Основными задачами разведочного бурения являются [4]:

- уточнение структурных построений, получение дополнительной информации о подсчетных параметрах (эффективные толщины, ФЭС, физические и химические характеристика пластового флюида);
- уточнение положения ВНК и пересчет запасов;
- вскрытие, опробование и испытание продуктивного пласта;
- уточнение геометризации залежи и средних значений пористости и нефтенасыщенности по результатам интерпретации данных ГИС;
- исследование гидродинамических характеристик и добывных возможностей залежи;
- обоснование коэффициента извлечения нефти по результатам экспериментальных исследований керна по определению фазовых проницаемостей нефти и пластовой воды.

В рекомендуемой скважине конструкция должна обеспечить возможность проведения полного комплекса геофизических исследований, испытаний на приток жидкости как в открытом стволе, так и в колонне, гидродинамических исследований и отбора глубинных проб, а в случае получения промышленных притоков перевода их в разряд эксплуатационных [5-9].

Заключение

Северо-Каменское месторождение имеет сложное геологическое строение. В пределах месторождения, по структурно-литологическому признаку, выделяется ряд куполов, генетически образующих единое морфологически расчлененное поднятие. Отдельные купола структуры к поисково-разведочному бурению подготовлены практически одновременно.

На основании анализа имеющегося геолого-геофизического материала, результатов проведения поисково-оценочного и разведочного бурения на Северо-Каменском месторождении установлено, что основной промышленный объект выявлен в бобриковском горизонте (пласты Б₂), с которым связана основная доля запасов УВ месторождения.

На сегодняшний момент месторождение остается недоизученным, особенно его южная часть Южного купола с запасами категории С₂. Представленная модель геологического строения бобриковского горизонта Северо-Каменского месторождения является одним из вариантов. Для уточнения необходимо бурение разведочной скважины в своде поднятия, а также для оконтуривания структуры в южной части Южного купола.

Для получения дополнительной информации по подсчитанным параметрам и перевода запасов из категории С₂ в С₁ в пласте Б₂ бобриковского горизонта рекомендуется доразведка одной разведочной скважиной №151Р с проектной глубиной - 1460 м и проектным горизонтом – радаевским. Для решения поставленных задач в скважине рекомендован комплекс промыслово-геофизических исследований (отбор керна, ГИС, ГТИ, испытание, опробование, лабораторные исследования и др.).

Выполнение предложенных рекомендаций позволит уточнить строение залежи, прирастить запасы промышленных категорий и более обоснованно оценить промышленную значимость залежи нефти в пласте Б₂ Северо-Каменского месторождения.

Список использованных источников

1. Шебалдин В.П., Никитин Ю.И. и др. "Тектоника и перспективы нефтегазоносности Саратовской области". Саратов, 1993.
2. Каграманян Н.А. О строении Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы. // Труды ВолгаКамскгеология. М.: Недра, 1983.
3. Колотухин А.Т., Астаркин С.В., Логинова М.П. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран. Учебное пособие. ООО Издательский Центр «Наука». Саратов, 2013.
4. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. Москва, 2001.
5. Методические условия по оптимизации условий отбора керн и количества учитываемых образцов. М., 1983.
6. Техническая инструкция по проведению ГИС в скважинах и обязательным комплексом. Москва 1984.
7. Лукьянов Э.Е. Геолого-технологические и геофизические исследования в процессе бурения. Новосибирск, 2009.
8. Правила проведения испытаний и опробований в нефтяных и газовых скважинах. М.: ГЕРС, 1999.
9. Методическое указания выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01 Москва, 2002/