

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

Кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых

Геологическое обоснование постановки разведочного бурения
на Коптевском месторождении
(Саратовская область)

АВТОРЕФЕРАТ К ДИПЛОМНОЙ РАБОТЕ

студента 6 курса 611 группы
21.05.02-специальности «Прикладная геология»
геологического факультета
Коротченко Дмитрия Александровича

Научный руководитель
кандидат геол.-мин.наук, доцент

В.М. Мухин

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

А.Д. Коробов

Саратов 2018

Введение

Цель и задачи работы. Целью работы – геологическое обоснование доразведки Коптевского месторождения, в связи с недоизученностью структуры, с которыми связаны основные запасы месторождения, значительная часть которых оценены по категории С₂.

Коптевская структура выявлена в 1982 году ОАО «Саратовнефтегеофизика», а в 1984 году на структуре скважиной №1 было открыто газоконденсатное месторождение. К настоящему времени на месторождении пробурено шесть глубоких скважин.

Задачами являются: анализ материалов по геологическому строению и нефтегазоносности, результатов сейморазведки МОГТ-2Д, разведочного и эксплуатационного бурения последних лет и рекомендации по доразведке Коптевского месторождения, с целью уточнения параметров промышленных категорий запасов.

Фактический материал. При подготовке работы использованы материалы различных организаций, проводивших геолого-геофизические работы, бурение и испытание скважин, подсчет запасов на Коптевском месторождении.

Работа состоит из введения, 5 глав, заключении и содержит 45 страниц текста, 3 таблиц, 2 рисунка, 6 графических приложений. Список использованных источников включает 20 наименований.

Основное содержание работы

Изучаемая территория характеризуется различной степенью изученности и освоения геолого-геофизическими методами: аэромагнитной, сейморазведкой, магниторазведкой, электроразведкой, гравиразведкой, геохимической съемкой и геофизическими исследованиями скважин.

Региональными геолого-геофизическими, гравиметрическими электроразведочными работами ДЭЗ, БЭЗ, ЗС, сейморазведкой модификаций КМПВ-МПОВ установлено отсутствие солевых отложений.

С 1958–1976 г.г. на площади и сопредельной территории проводились первые сейсмические исследования МОВ, обеспечившие структурные построения по поверхности сульфатно-карбонатного палеозоя, поверхности фундамента и дали представления о строении верхних горизонтов осадочного чехла.

В 1981–1988 г.г. сейморазведкой МОГТ по исследованию палеозойских отложений подготовлены под поисковое бурение Коптевская, Бобринская, Бобовская, Северо-Тельмановская, Восточно-Коптевская, Чкаловская, Южно-Марьевская и Южно-Бобринская структуры по горизонтам Рz, nC₂^{mk}, nD₃^k, nD₂^{kl}, nD^{bs} построены карты по условно-отражающему горизонту Ф (поверхность фундамента), составлены паспорта на названные структуры [1].

В 2005 году были проведены сейморазведочные работы МОГТ-3Д на Коптевской структуре с целью детального изучения строения отложений каменноугольного, верхне- и среднедевонского возраста. В результате этих работ с учётом данных бурения получены [2]:

- информация о детальном строении территории по отложениям каменноугольного, верхне- и среднедевонского возраста. Построены структурные карты по горизонтам пD₂^{kl}, пD₃^k, пC₁^{al}, пC₂^{mk} и карта толщин отложений между горизонтами пD₂^{kl} – пD₃^k;

- в отложениях терригенного девона выявлена система разрывных нарушений предфаменского возраста, осложняющих свод, северное крыло и восточную переклиналь Коптевской структуры;

- уточнено строение Коптевской структуры по отложениям карбона, верхнего и среднего девона;

- дан прогноз коллекторских свойств и нефтегазоностности по данным ГИС и сейморазведки;

- выполнена оценка запасов категории С₂ Коптевской структуры. Всего по месторождению запасы газа по категории С₂ составляют 1381,7 млн. м³, содержащегося в газе конденсата – 24,6 тыс.т. Основные запасы содержит

залежь газа с конденсатом в бийском горизонте среднего девона - 80% от названных.

В геологическом строении исследуемой территории принимают участие осадочные отложения протерозойской, палеозойской, кайнозойской эратем. Древнейшими отложениями, вскрытыми бурением на этой площади, являются рифейские.

Толщины и характеристика отложений приводятся по результатам изучения разреза на Коптевском месторождении.

Строение разреза в пределах исследуемой зоны сложное. Об этом свидетельствует чередование терригенных и карбонатных комплексов.

Для разреза характерны перерывы в осадконакоплении и размывы. Наиболее значительными из них является предбайосский и преднеогеновый перерывы в осадконакоплении, которые привели к выпадению значительных частей разрезов. Подобные сложности связаны со структурными особенностями региона и историей его развития.

Во всем вскрытом разрезе присутствуют пласты пород-коллекторов и флюидоупоры, являющихся основным резервуаром нефти и газоконденсата для месторождения.

В тектоническом отношении Коптевское месторождение располагается на юго-западом склоне Марьевской вершины Пугачевского свода, которая выделяется зоной минимальных толщин отложений карбонатного девона.

В целом Пугачевский свод заложился в герцинский этап тектогенеза, формировался на протяжении всей истории развития осадочного чехла и окончательно сформировался в альпийский этап тектогенеза [8].

По данным бурения и сейсморазведки девонские и каменноугольные отложения характеризуются общим наклоном в южном направлении.

По подошве клинцовских отложений Коптевская структура имеет свод, оконтуренный изогипсой –1940 м, и ограниченный с северо-запада сбросом. Амплитуда сброса по простиранию изменяется от 75 до 95 м. По замкнутой изогипсе –2000 м структура имеет размеры 7,0 x 1,5 км и амплитуду 100 м.

Юго-западная и юго-восточная переклинали структуры изучены слабо.

Под фаменскими отложениями в сводовой части структуры залегают мосоловские породы, по мере удаления от нее появляются черноярские и воробьевские.

По подошве клинцовских отложений выделена система разрывных нарушений предфаменского возраста, осложняющих ее свод, северное крыло, юго-восточную переклиналь. Структура представляет собой брахиантклинальную складку, вытянутую в субширотном направлении. Размеры структуры составляют $6,1 \times 1,5$ км, амплитуда 100 м. Амплитуда структуры и ее размеры остались невыясненными, так как западная и восточная переклинали находятся за пределами участка съёмки 3D. В своде структуры закартированы три вершины. Первые две по оконтуривающим изогипсам –1900 м имеют, соответственно, размеры $0,7 \times 0,5$ км и $1,2 \times 0,45$ км, минимальные отметки в своде -1870 м и -1875 м, амплитуды 30 и 25 м. Наиболее погруженной из них является третья вершина, оконтуренная изогипсой – 1940 м, минимальная отметка в своде -1915 м, амплитуда 25 м, её размеры $0,5 \times 0,4$ км.

Свод, юго-восточная переклиналь и северное крыло структуры осложнены системой ступенчатых разрывных нарушений. Опущенными являются северные крылья сбросов. В своде структуры выделены и протрассированы два малоамплитудных сброса (20 – 40 м), протяженностью 0,4 и 0,8 км. Один сброс, прослеженный на протяжении 1,0 км отмечен на юго-восточной переклинали. Относительно протяженные разрывные нарушения пронумерованы римскими цифрами на графическом приложении 1. Сброс I также располагается на юго-восточной переклинали. Амплитуда его меняется по простиранию от 20 до 60 м. Сбросы II и III ограничивают структуру с севера и северо-востока. Амплитуда сброса II меняется по простиранию от 40 до 100 м, а сброса III – от 80 до 130 м. К сбросу III примыкают не протяженные оперяющие нарушения. Прослежен он по всей площади съемки.

По подошве карбонатного девона размеры и амплитуда структуры сокращаются. С учетом отметок по прогибам они, соответственно, равны 3,1 км х 1,4 и 50 м. Она имеет изометричную форму.

Как отмечалось выше, структура в позднеэмское и раннеэйфельское время формировалась как структура облекания рифейского останца. Свод располагался в районе скважин 1, 3. В предфаменское время на участке проявлялась фаза тектогенеза, в результате которой свод структуры сместился в северном направлении, а в его пределах образовались отдельные вершины. В результате тектонических движений и изменений структурного плана сформировались ловушки для углеводородов в отложениях девона и карбона.

В нефтегазогеологическом районировании Коптевское газоконденсатное месторождение расположено в Ершовском районе Средне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [4]. Основным продуктивным горизонтом на месторождении является бийский, небольшие залежи установлены в клинцовских, мосоловских, бобриковских и черемшанско-прикамских отложениях [5].

Бийская залежь представлена карбонатными породами (известняками, доломитами). Суммарная мощность их изменяется от 54 м до 62 м. Тип коллекторов каверново-порово-трещинный. Суммарные газонасыщенные толщины до 30 м. ГНК бийской залежи принят условно на отметке –1967 м. ВНК по этой залежи принят по данным ГИС–1972 м. Залежь пластовая, сводовая тектонически экранированная. Ловушка, содержащая газ и в небольших количествах конденсат, а также нефть в виде нефтяной оторочки, является пластовой, сводовой тектонически экранированной с северо-запада. Высота залежи 70 м, размеры ловушки 6,1 х 1,5 км амплитуда 100 м. Покрышкой является глины клинцовских отложений.

Клинцовская залежь условно делится на верхнюю (глинистую) и нижнюю (песчано-глинистую). Толщина глинистой пачки от 7,2 до 8,8 м. Тип коллекторов гранулярный. Газонасыщенность – 57,3%. Залежь литологически ограни-

ченная. Клинцовские песчаники по мощности (2-3 м). Покрышкой является верхняя глинистая пачка клинцовских отложений.

Мосоловская залежь представлена глинистыми известняками, доломитами. В результате испытания получен приток газа. Коллекторы карбонатные трещинные. Толщина глинистого известняка равна 1,6 м, доломитизированного 2,2 м. Средневзвешенная газонасыщенность 68,58%. Залежь стратиграфически экранированная. Покрышкой являются глинистые известняки мосоловского горизонта.

Бобриковская залежь. Коллектор представлен двумя пластами глинистого песчаника суммарной мощностью 2,4 м. Тип коллектора гранулярный. Средневзвешенные пористость 11,6% и газонасыщенность 72,08%. Залежь пластовая сводовая. Покрышкой является вышелегающая пачка глин бобриковского и глинисто-карбонатная толща тульского возраста.

Черемшанско-прикамская залежь. Резервуар образуют три пласта известняка, верхний из которых доломитизирован. Тип коллекторов каверново-порово-трещинный. Суммарная их толщина равна 3,0 м. Средневзвешенные пористость 6,62 % и газонасыщенность 59,26%. Покрышкой является верейско-мелекесская толща глин.

На государственном балансе РФ по Коптевскому месторождению числятся: 1644 млн. м³ газа категории С₁ и 948 млн. м³ газа категории С₂.

Проведенные в 2005 году сейсморазведочные работы МОГТ-3Д и переобработка материалов ГИС выявили меньшую площадь нефтегазоносности и завышенные подсчетные параметры (пористость, коэффициент нефтегазонасыщенности), что требует доразведки и пересчета запасов нефти, газа и конденсата бийской залежи, содержащей основные запасы Коптевского газоконденсатного месторождения.

На Коптевском месторождении пробурено всего 6 скважин, вскрывших бийскую залежь. При этом только 3 скважины пробурены в контуре поля газоносности, а 3 скважины за его пределами. Коптевская структура по горизонту пD₂^{kl} по последним исследованиям МОГТ-3Д имеет в присводовой части три

самостоятельных вершины на разных гипсометрических отметках: -1870 м, -1875 м, -1915 м, в пределах которых не пробурено ни одной скважины. Необходима доразведка залежи бурением 3-х скважин в названных вершинах.

Результаты выполненной на месторождении сейсморазведки МОГТ-3D получены с использованием современных технологий, а структурная основа - структурная карта по подошве клинцовских отложений (отражающий горизонт pD_2^{kl}) хорошо увязана с имеющимися данными бурения. Поэтому она является наиболее достоверной для доразведки бурением к её началу. Однако сейсморазведка МОГТ-3D выполнена только в присводовой части Коптевской структуры и по её результатам не охватывает всего поля газоносности бийской залежи. Это, при подтверждении имеющихся структурных построений по данным сейсморазведки МОГТ-3D, потребует нарастить площадь съёмки 3D на запад и восток для получения надёжной структурной основы на всё поле газоносности бийской залежи и, возможно, бурения дополнительных разведочных скважин.

Таким образом, необходимость доразведки залежей девонских отложений Коптевского газоконденсатного месторождения обусловлена следующими причинами:

1. Недостаточное количество скважин для подсчета запасов газа бийской залежи, отсутствие глубоких скважин в своде структуры и на западной периклинали.
2. Необходимость получения подсчетных параметров для подсчёта запасов (открытой пористости, коэффициента газонасыщенности, состава и свойств газа и конденсата и др.) на основе данных бурения по керну скважин.
3. Необходимость определения точного гипсометрического положения контактов различных флюидов (газа, нефти и воды) – ГНК и ВНК.
4. Наличие новой высокодостоверной структурной основы по результатам сейсморазведки МОГТ-3D на Коптевском месторождении.

Все вышеизложенное указывает на то, что месторождение является недоизученным. Для уточнения геологического строения, оценки

коллекторских свойств и добывных возможностей месторождения необходимо проведение мероприятий по его доразведке.

С целью доразведки основных продуктивных горизонтов ардатовского и воробьевского рекомендуется бурение 5-ти разведочных скважин.

Скважину 11 рекомендуется заложить на восточной вершине в 200 м север от скважины 1, с проектной глубиной 2090 м, проектный горизонт - рифей.

Скважину 12 рекомендуется заложить на центральной вершине в 750 м юго-западнее скважины 1, проектная глубина 2120 м, проектный горизонт – рифей.

Скважину 13 рекомендуется заложить на западной вершине, проектная глубина 2160 м, проектный горизонт – рифей.

Скважину 14 рекомендуется заложить на западной вершине в 1 км от скважины 13, проектная глубина 2160 м, проектный горизонт – рифей.

Скважину 15 рекомендуется заложить на восточной вершине в 1,5км на северо-запад от скважины 8, проектная глубина 2090 м, проектный горизонт – рифей.

Основная цель бурения скважин 11, 12, 13, 14, 15 – подтверждение продуктивности в пределах восточной, центральной и западной вершинах залежей пластов бийских, клинцовских, мосоловских, бобриковских и черемшанско-прикамских отложениях и перевод запасов в этих частях залежей из категории С₂ в С₁. Очередность бурения скважин - независимо друг от друга.

Задачи проектируемых работ формулируются в следующем виде [6,7]:

- уточнение площадного распространения залежей газа и нефти, их геометрии, контуров, гипсометрии ВНК и ГВК;
- получение необходимой информации для оценки запасов категории С₂ и их перевода в промышленные категории;
- изучение литолого-стратиграфического разреза продуктивных и нефтегазоперспективных девонских отложений, их вещественного состава;
- изучение гидрогеологических параметров продуктивных горизонтов;

- подтверждение нефтегазоносности ардатовского и воробьевского горизонтов;
- уточнение параметров залежей для обеспечения проектирования разработки.

Для решения поставленных геологических задач предусматриваются полный комплекс исследований в объеме, необходимом для количественной оценки запасов нефти, а именно:

- детальное и комплексное изучение керна и образцов пород, отбор глубинных проб газа;
- промыслово-геофизические исследования в соответствии с типовым и обязательным комплексом методов;
- комплекс гидродинамических исследований, уточняющих коллекторские свойства пород, положение контактов (ВНК), если будет вскрыт;
- опробование пластов с установленной или предполагаемой нефтеносностью;

Заключение

На основании анализа проведенных геологоразведочных работ, результатов интерпретации данных ГИС, опробования скважин, литологического состава и свойств пластов коллекторов и переслаивание их покрышек, сделан вывод о том, что Коптевское месторождение является недоразведанным, так как здесь необходимо дать оценку достоверности геолого-промышленных, фильтрационных и подсчетных параметров по скважинам и объектам подсчета запасов для целей составления схемы разработки.

Основным продуктивным горизонтом на месторождении является бийский, небольшие залежи установлены в клинцовских, мосоловских, бобриковских и черемшанско-прикамских отложениях.

Ввиду сложности геологического строения месторождения, выразившейся в литологической неоднородности продуктивных пластов, наличии разрывных нарушений, невыдержанности газонасыщенных толщин и коллекторских свойств пластов, необходимо провести мероприятия по доразведке отдельных участков месторождения. Для осуществления доразведки Коптевского месторождения рекомендуется заложение пяти независимых разведочных скважин 11,12,13,14,15 с проектной глубиной 2090м, 2120м, 2160м, 2160м, 2090м и проектным горизонтом рифейским.

Бурение этих скважин позволит уточнить строение залежей Коптевского месторождения и в случае получения положительных результатов прирастить запасы промышленных категорий, а следовательно более обоснованно проводить разработку месторождения.

Список использованных источников

1. Акимова А.Б., Селенков В.Н. Отчет о работах Миусской сейсмической партии № 0783. Саратов, фонды ОАО «Саратовнефтегеофизика», 1984.
2. Проект «Проведение сейсморазведки МОГТ-3Д на Коптевской структуре в пределах лицензионного участка». Саратов, фонды ОАО «Саратовнефтегеофизика», 2004.
3. Шебалдин В.П. Тектоника Саратовской области, г. Саратов, 2008.
4. Колотухин А.Т., Орешкин И.В., Логинова М.П., Астаркин С.В. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция. Саратов, ООО Издательский Центр «Наука», 2014.
5. Васильев В.Г., Ермаков И.В., Жабрев И.В. и др. Под редакцией Жабрева И.В. «Газовые и газоконденсатные месторождения». М., Недра, 1983.
6. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ, Москва, 2001.
7. Методические указания по составлению геологических проектов глубокого бурения при геологоразведочных работах на нефть и газ. Москва, 1996