

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

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

Кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых

**Геологическое обоснование доразведки
в процессе эксплуатации
Кротовского месторождения
(Григорьевский лицензионный участок)**

Автореферат

студентки 5 курса 551 группы
специальности 21.05.02.-прикладная геология
геологического факультета
Султановой Марии Тарасовны

Научный руководитель
кандидат геол.-мин.наук, доцент _____

М.П. Логинова

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

А.Д. Коробов

Саратов 2019

Введение

Кротовское месторождение расположено в юго-западной части Григорьевского ЛУ. Месторождение было открыто в 2006 г. на одноименной структуре скважиной №1. Продуктивными на данном месторождении являются бобриковские отложения. Изучение Григорьевского участка геофизическими методами проводилось с 40-х годов прошлого века; структурное бурение в пределах изучаемой территории проводилось в 1950-60-е годы. В 2010 г. дополнительные детализационные работы позволили получить новые данные о строении бобриковского горизонта.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки бобриковской залежи Кротовского месторождения в процессе эксплуатации.

В основу дипломной работы был положен следующий материал: результаты геолого-геофизических исследований, бурения поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин Кротовского месторождения, а также использованы фондовые и опубликованные источники.

В процессе подготовки дипломной работы были решены следующие задачи:

- сбор, анализ, обобщение и систематизация фактического материала;
- изучение вопросов, касающихся геологического строения исследуемой территории по опубликованным источникам;
- составление схематического профильного разреза;
- рекомендации на доразведку месторождения в процессе эксплуатации.

Кротовское месторождение в административном отношении расположено в пределах Духовницкого района Саратовской области. Дипломная работа состоит из 5 глав, введения, заключения и содержит 48 страниц текста, 2 рисунков, 7 таблиц и 12 графических приложений. Список использованных источников включает 13 наименований.

Основное содержание работы

Изучение Григорьевского лицензионного участка геофизическими методами проводилось с 40-х годов прошлого века. Структурное бурение в пределах изучаемой территории проводилось в 50-60-х годах с целью поиска структур, перспективных на нефть и газ геологопоисковой конторой объединения «Саратовнефтегаз».

Аэромагнитная съёмка. В результате аэромагнитной съёмки масштаба 1:50000 были составлены карты аномального магнитного поля (ΔT), выявлен ряд локальных аномалий. Изучаемая площадь была покрыта в 1991 г. гравиметрической съёмкой масштаба 1:50000 (Иргизская г.п. 2391 ОАО «Саратовнефтегеофизика»).

В 1967-68 годах юго-западная часть участка была изучена сетью профилей МОВ с.п. 0467 и 0468 треста «Саратовнефтегеофизика». В результате построены структурные карты в масштабе 1:50000 по горизонтам I – поверхность палеозойских, IIa – поверхность верейских и IIIa – поверхность яснополянских (бобриковско-тульских) отложений.

Планомерные сейсморазведочные работы МОГТ-2D в пределах участка начаты с 2004 года, всего отработано 350,65 пог. км сейсмопрофилей. Плотность сети профилей 3,3 км/км², средний коэффициент качества полевого материала составляет 0,94. Обработка сейсморазведочных материалов выполнена с использованием программных комплексов GeovecteurPlus, GeoDepth, Fathom, GeoGraphix. В 2006 году на Кротовскую структуру был составлен паспорт, в котором отражены структурные планы по основным отражающим горизонтам nC_{1al} , nC_{2mk} , nC_{2ks} , PZ[1].

Кротовское месторождение было открыто поисковой скважиной №1 в 2006 году, когда в процессе бурения в интервале бобриковского горизонта, газовым каротажем были отмечены повышенные газопоказания. Поднятый керн был представлен песчаником с признаками углеводородов [2]. При

проведении ИПТ из интервала 1225,9-1234 м был получен приток нефти Q_n -19,5 м³/сут. Позднее были пробурены разведочные скважины №2,3,4,5,6 из них скважины №2,3,4,6 подтвердили продуктивность бобриковских отложений по данным ГИС и опробования в эксплуатационной колонне.

В 2010 г. на Кротовской структуре были выполнены дополнительные детализационные работы МОГТ-3D. В результате работ были получены новые данные о строении структуры. Получен уточненный структурный план по основному отражающему горизонту nC_{1bb} , и построена детальная структурная карта в масштабе 1:25000, на которой зафиксировано изменение структурного плана Кротовского поднятия. Построена новая модель бобриковских отложений, где их структурный план осложнен тремя вершинами. Вновь выявленная северо-восточная вершина бурением не изучена.

В разрезе Кротовского месторождения присутствуют отложения каменноугольного (мощность около 1050 м), неогенового и четвертичного возраста (мощность порядка 161 м). Описание разреза приводится по результатам бурения скважин №1,2,3,4,5,6 Кротовского месторождения и структурных скважин расположенных в непосредственной близости от него, с учетом описания керна, шлама, ГИС. Самыми древними отложениями, вскрытыми на месторождении являются упинские. Разрез представлен преимущественно карбонатными породами. Продуктивными являются бобриковские терригенные отложения. Черемшанско-прикамские отложения, в которых установлены признаки нефтеносности, представлены карбонатными породами. В разрезе отмечаются стратиграфические несогласия в залегании пород, что свидетельствует об активных тектонических процессах, которые происходили во время формирования осадочного разреза данной территории. Наиболее активно проявились преднеогеновый и предъюрский перерывы в осадконакоплении, в результате этого отсутствует верхняя часть каменноугольных отложений, а

так же отложения триаса, перми, юры, мела и палеогена, при этом глубина размыва нарастает в восточном направлении.

В тектоническом плане Кротовская структура приурочена к южному склону Жигулевского свода. На юге и юго-западе Жигулевский свод граничит с Иргизским прогибом, а на юго-востоке – с Бузулукской впадиной. Рельеф фундамента является эрозионно-блоковым, предполагается наличие эрозионных останцов [3].

В пределах исследуемого лицензионного участка при общем погружении горизонтов осадочного чехла на юг и юго-восток прослеживается приуроченность Кротовской структуры к выступам - эрозионным останцам фундамента, что говорит о древнем возрасте формирования структуры. Отмечается также постепенное уменьшение амплитуды структуры вверх по разрезу [1,5].

В современном структурном плане Кротовская структура представляет собой пологую брахиантиклиналь по отложениям карбона, закартированную по отражающим горизонтам: nC_1^{al} – подошва алексинских отложений, nC_1^{bb} – подошва бобриковских отложений.

В пределах исследуемого объекта подошва бобриковских (ОГ nC_1^{bb}) отложений залегает на отметках от -1150 до -1200 м при общем выраженном наклоне на юг. Структура в контуре изогипсы -1170 м имеет размеры 4,4×2,3 км и объединяет три вершины: центральную, северо-восточную, юго-восточную. Амплитуда северо-восточной и юго-восточной вершин более 20 м, в пределах центральной вершины не более 10 м. Центральная вершина, осложненная вытянутой в северо-западном направлении переклиналией имеет размер 1,1×0,4 км. Кротовская структура наиболее выражена в бобриковских отложениях.

По подошве алексинских отложений (ОГ nC_1^{al}) Кротовская структура оконтуривается изогипсой -1110 м, имеет размеры 3,0 х 1,0 км, свод оконтуривается изогипсой -1100 м, минимальная абсолютная отметка в своде -1097 м, амплитуда в западном критическом погружении составляет 22

м. На крайнем северо-востоке отмечается осложнение структуры небольшим сводом с абсолютной отметкой -1103 м, который отделен от основного свода структуры седловиной, имеющей отметку -1109 м. На юго-востоке отмечается небольшое поднятие, размеры которого $1,4 \times 1,5$ км, в контуре изогипсы -1110 м

По подошве мелекесских отложений (ОГ nC_2^{mk}) на месте структуры вырисовывается структурный нос по изогипсе -720 м раскрывающийся на запад. Структурный нос ориентирован в восточном направлении.

По результатам бурения скважины №5 была построена структурная карта по кровле черемшано-прикамских отложений, где были установлены признаки нефтегазоносности. По условно отражающему горизонту черемшано-прикамских отложений на Кротовском месторождении отмечается моноклиналиное погружение на северо-восток. Центральная часть осложнена структурным носом, ориентированным на восток, повторяя в целом структурный нос по подошве мелекесских отложений.

По подошве каширских отложений (ОГ nC_2^{ks}) на месте Кротовской структуры также отмечается структурный нос, оконтуренный изогипсой -640 м, раскрывающийся на запад.

По эрозионной поверхности карбонатного палеозоя (ОГРЗ) на месте структуры отмечается моноклиналиное погружение на запад от абсолютных отметок -70 м до -80 м.

На карте толщин отложений в интервале $nC_1^{al}-nC_2^{ks}$ в пределах структуры отмечается зона сокращённых мощностей в контуре замкнутой изопакиты 470 м.

В интервале $nC_2^{ks}-Pz$ между изопакитами 550 м и 560 м также чётко обособляется и показана «засечками» зона сокращённых толщин. По геолого-геофизическим данным и результатам бурения в визейских отложениях нижнего карбона на Кротовской структуре установлены ловушки структурного типа.

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Кротовское месторождение относится к Жигулевско-Пугачевскому нефтегазоносному району Средневожской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [3].

На Кротовском месторождении установлена залежь в бобриковском горизонте. В результате бурения скважины №5 установлены признаки нефтегазоносности вчеремшано-прикамских отложениях башкирского яруса[5]. После проведения испытания в открытом стволе пластоиспытателем КИИ 146-2м в скважине был получен фильтрат глинистого раствора с нефтью. В результате освоения скважины, после проведения перфорации, из черемшано-прикамских отложений был получен слабый приток нефти. Бобриковские залежи Кротовского месторождения приурочены к осложняющим одноименную структуру вершинам: центральной и юго-восточной. Залежи залегают на глубине порядка 1220 – 1240 м, их высота составляет 15 м. Залежи – пластовые, сводовые, юго-восточная залежь имеет литологическое экранирование. ВНК результатами испытаний не был подтвержден, поэтому условно принят на абсолютной отметке -1155 м.

По данным полученным при бурении скважин 1,2,3,4,5,6 выявлена невыдержанность распространения продуктивных бобриковских пропластков а так же их количества и мощности. Покрышкой являются породы тульского горизонта и верхняя часть бобриковского горизонта, представленные глинами, аргиллитами от светло-серых до черных, плотными, слоистыми, прослоями обогащенными известковистым или алевролитовым материалом. При опробовании бобриковских отложений в скважинах в эксплуатационной колонне были получены следующие результаты:

- в скважине №1 из интервала 1226-1232 м по результатам гидродинамических исследований (ГДИ) получен приток безводной нефти дебитом 29,5 м³/сут.

- в скважине №2 из интервалов 1223- 1228 м и 1232 – 1238 м по результатам ГДИ получен приток безводной нефти дебитом 65,8 м³/сут.

- в скважине №3, 4 из интервалов 1232,4- 1234,8 м и 1227,3 - 1228 м, 1231 – 1231,8 м соответственно по результатам ГДИ получен приток безводной нефти дебитом 49 м³/сут. и 84 м³/сут.

- в скважине №6 из интервалов 1226,8– 1238,6 м по результатам ГДИ получен приток безводной нефти дебитом 32,2 м³/сут.

Залежи приуроченные к центральной и юго-западной вершинам находятся в эксплуатации. Новая модель строения бобриковских отложений позволила выявить северо-восточную вершину, в которой предполагается продолжение или самостоятельная залежь в бобриковском горизонте. Запасы бобриковской залежи категории С1 составляют по нефти балансовые/извлекаемые – 1732/813 тыс т, растворенного газа извлекаемые – 45 млн м³; запасы категории С2: для нефти балансовые/извлекаемые – 291/136 тыс т, растворенного газа извлекаемые – 7 млн м³ [5]. С черемшано-прикамскими отложениями связаны незначительные перспективы открытия залежи на северо-восточном куполе. Это свидетельствует о необходимости доразведки в северной части Кротовского месторождения в процессе эксплуатации

Кротовское месторождение представлено двумя залежами, приуроченными к терригенным коллекторам бобриковского горизонта. Бобриковский горизонт достаточно неоднороден и представлен чередованием переслаивающихся песчаников, аргиллитов и алевролитов. Количество продуктивных пропластков в пределах месторождения изменяется от 3 до 5, изменяется и их нефтенасыщенная мощность от 3 до 9 м. ВНК по бобриковским залежам бурением не установлен и принят условно на отметке -1155 м, что не позволяет достаточно точно оценить размеры залежи и запасы. По результатам сейсмогеологических работ МОГТ-3D 2010 г. составлена новая модель строения бобриковских продуктивных отложений, согласно которой выявлена северо-восточная вершина, где также

ожидается подтверждение нефтегазоносности бобриковского горизонта, что может увеличить площадь нефтеносности. Кроме этого испытание ИПТ скважины №5 показало признаки нефтегазоносности черемшано-прикамских отложений. Это является обоснованием продолжения изучения Кротовского месторождения в процессе эксплуатации. Исходя из этого, рекомендуется бурение разведочной скважины №7 в пределах северо-восточной вершины.

Целью бурения разведочной скважины №7 является уточнение строения Кротовского месторождения в северо-восточной части.

Скважину №7 рекомендуется заложить в своде вершины на пересечении сейсмопрофилей 150/170 и 225. Проектная глубина - 1290м, проектный горизонт – черепетско-кизеловская толща.

Задачи, решаемые скважиной №7:

- подтверждение модели строения северо-восточной части месторождения;
- вскрытие бобриковских отложений на северо-восточной вершине и получение промышленного притока;
- уточнение строения продуктивных (бобриковских) отложений (количество пропластков и их мощности);
- приращение запасов по категории С₁;
- уточнение емкостно-фильтрационных характеристик коллекторов;
- возможное вскрытие ВНК;
- испытание черемшано-прикамских отложений в эксплуатационной колонне для подтверждения промышленного притока.

Для получения прямой геологической информации о литологическом составе, фильтрационно-емкостных свойствах и характере насыщения пород-коллекторов необходимо провести отбор кернa. В поисково-оценочной скважине №1-Т рекомендуется сплошной отбор кернa из интервалов предполагаемого залегания возможно нефтегазоносных пластов (бобриковский, тульский, окский, мелекесский, а также верхнефранский и мосоловский интервалы). При обнаружении в керне признаков

нефтегазоносности или повышенных газопоказаний станцией ГТИ следует переходить на сплошной отбор керна до прекращения этих признаков.

Извлеченный из скважины керн с признаками нефтегазоносности должен парафинироваться и отправляться для исследования остаточной нефтенасыщенности (водонасыщенности) в соответствующую лабораторию.

Отбор шлама в процессе бурения рекомендуется проводить через 5 метров проходки, а в интервалах отбора керна - через 1 метр [8].

В процессе бурения скважины №7 Кротовская требуется решение ряда технических задач, связанных с особенностями геологического разреза скважины. Эти задачи решаются с помощью комплекса методов геофизических исследований в скважинах (ГИС). Полную информацию о пласте, насыщающих его флюидов и о параметрах пласта (пластовое давление, проницаемость) можно получить при испытании пласта в процессе бурения.

При изучении состава нефти необходимо определять наличие и содержание в них компонентов, оказывающих вредное влияние на оборудование при добыче, транспортировке и переработке нефти и газа (коррозионная агрессивность к металлу и цементу, выпадение парафина, серы, солей, механических примесей и др.).

При получении из скважин притоков подземных вод должны быть определены: химический состав подошвенных и краевых подземных вод, содержание в них йода, брома, бора, магния, калия, лития, рубидия, цезия, стронция, германия и др., а также состав растворенного в воде газа [13].

При выборе конструкции разведочной скважины №7 следует предусмотреть перевод ее после проведения полного комплекса исследований продуктивных пластов в разряд эксплуатационных.

Заключение

Кротовское нефтяное месторождение, где продуктивны бобриковские отложения, имеет сложное строение. Кротовская структура является многокупольной. Песчаные пласты не выдержаны по площади и мощности. Залежи, приуроченные к юго-западной и центральной вершинам, разрабатываются, северо-восточная вершина бурением не изучена. Для уточнения строения бобриковских продуктивных отложений в северо-восточной части месторождения и подтверждения их нефтегазоносности черемшано-прикамских отложений рекомендуется бурение разведочной скважины №7 с проектной глубиной 1290 м и проектным горизонтом – черепетско-кизеловская толща. Бурение рекомендованной скважины №7 позволит уточнить модель строения месторождения, возможно выявить новую залежь, и прирастить запасы по категории С₁.

Список использованных источников

1. «Паспорт на Кротовскую структуру, подготовленную сейсморазведкой МОГТ к поисково-разведочному бурению на нефть и газ», ОАО «Саратовнефтегеофизика», Саратов, 2006.
2. Отчёт по теме «Проведение детализационных сейсморазведочных работ МОГТ-2D на Григорьевском лицензионном участке с целью подготовки перспективных объектов на нефть и газ», ОАО «Саратовнефтегеофизика», Саратов, 2006.
3. Колотухин А.Т., Орешкин И.В., Астаркин С.В., Логинова М.П. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция. – Саратов: ООО Издательский Центр «Наука».2014.
4. Шебалдин В.П. «Тектоника Саратовской области», Саратов, «ОАО Саратовнефтегеофизика», 2008.

5. «Проект поисков и оценки залежей нефти и газа в пределах Кротовской структуры Григорьевского лицензионного участка», ООО «Стройбурсервис», Саратов, 2006.

6. Невзоров А.С. «Проект поисков и оценки залежей нефти и газа в пределах Кротовской структуры Григорьевского лицензионного участка». ООО «Стройбурсервис». Саратов 2006.

7. Отчет «Поисково-оценочное бурение в пределах Кротовской структуры Григорьевского лицензионного участка», ООО «Поволжскнефть» Саратов, 2007.

8. Порядок отбора, привязки, хранения, движения и комплексного исследования керна и грунтов нефтегазоносных скважин. РД 39-0147716-505-85 М. 1985.

9. Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. Москва, Нефть и газ, 1997.

10. Чекалин Л.М., Моисеенко А.С., Шакиров А.Ф., Геолого-технические исследования в процессе бурения скважин. Москва, Недра, 1993.