

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 строение, нефтегазоносность и рекомендации по
доразведке в процессе эксплуатации
Гурьяновского месторождения**

Автореферат дипломной работы

студента 5 курса 551 группы
специальности 210502 - «Прикладная геология»
геологического факультета
Путилина Михаила Игоревича

Научный руководитель
кандидат геол.-мин. наук, доцент _____ М.П. Логинова

Зав. кафедрой
доктор геол.-мин. наук, профессор _____ А.Д. Коробов

Саратов, 2019

Введение

На территории Саратовского Поволжья в основном все имеющиеся месторождения нефти и газа по величине запасов являются средними и мелкими. По этой причине геологические и добывающие компании, чтобы обеспечить рентабельный уровень добычи, помимо поисков новых перспективных объектов, занимаются доразведкой в процессе эксплуатации уже открытых месторождений. Одним из таких месторождений является Гурьяновское, которое выбрано как объект исследования в данной дипломной работе.

Гурьяновское месторождение открыто в 2001 году в пределах Ровенского лицензионного участка (ЛУ). В административном отношении месторождение расположено в Энгельсском районе Саратовской области. Гурьяновское месторождение находится в эксплуатации (эксплуатируется бобриковская залежь).

Данное месторождение является многопластовым – нефтеносность установлена в пластах алексинского, бобриковского и черепетского горизонтов. По величине запасов месторождение оценивается как мелкое. В настоящее время на его территории пробурено 7 скважин.

На Гурьяновском месторождении основным объектом разработки является залежь нефти бобриковского возраста.

В 2011 году в пределах Гурьяновского ЛУ были проведены детализационные и зонально-региональные сейсморазведочные работы МОГТ-2D, которые внесли изменения в структурный план залежи бобриковского возраста, что позволяет предположить и об изменении структурного плана залежей алексинского и черепетского горизонтов.

Целью дипломной работы является обоснование доразведки Гурьяновского месторождения в процессе эксплуатации. Для достижения цели было сделано следующее:

- собран геолого-геофизический материал, характеризующий строение Гурьяновского месторождения;

- уточнены и детализированы литолого-стратиграфический разрез и профильный разрез по линии II-II;
- проведен анализ и обобщение собранного материала, учитывая новую геолого-геофизическую информацию о строении залежей углеводородов;
- даны рекомендации по доразведке в процессе эксплуатации продуктивных отложений алексинского, бобриковского и черепетского горизонтов.

Абсолютные отметки рельефа в пределах ЛУ колеблются от 40 до 100 м над уровнем моря.

Ближайшие наиболее крупные населенные пункты – город Красный Кут и пгт. Ровное и Пушкино.

Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 41 страницу текста, 4 рисунка, 7 графических приложений. Список использованных источников включает 14 наименований.

Основное содержание работы

Гурьяновский ЛУ и прилегающие территории изучались сейсморазведкой, гравиразведкой, геохимической съёмкой, термометрией и глубоким бурением. Проводились также тематические работы по обобщению и переинтерпретации геофизических материалов.

В 2011 году в пределах Ровенского ЛУ были проведены зонально-региональные сейсморазведочные работы МОГТ-2D. Целевое назначение данных работ МОГТ-2D– уточнение геологического строения разреза осадочных отложений, оценка перспективности выявленных поисковых объектов и подготовка к бурению в пределах южной и центральной правобережной части Ровенского лицензионного участка. Эти работы позволили построить новую модель строения Гурьяновской структуры по бобриковскому продуктивному горизонту, который обеспечивает основную добычу на месторождении [1]. Все пробуренные скважины на изучаемом

месторождении попали в сводовую часть бобриковской залежи. Периферийные части залежи скважинами не вскрыты.

В результате проведения сейсморазведочных работ МОГТ-2D в пределах Гурьяновского лицензионного участка по залежи бобриковского горизонта была скорректирована площадь нефтегазоносности в сторону увеличения на 1778 тыс.м² (на 2008 год площадь составляла 1733 тыс.м²). Также увеличился объем нефтенасыщенных пород. В сторону уменьшения изменилось газосодержание нефтенасыщенных пород. Неизменными остались коэффициенты нефтенасыщенности, пересчетный, извлечения нефти, коэффициент пористости и плотность нефти. Новая модель строения бобриковской залежи приведена на приложении Д.

Учитывая то, что по результатам проведения геофизических работ в 2011 г. была составлена новая структурная модель бобриковской залежи, можно предположить, что и геометризация черепетской залежи изменилась.

В целом изучаемое месторождение характеризуется неравномерной степенью геолого-геофизической изученности. Наиболее детально изученными его частями являются центральная и северная, а южная и, в особенности, юго-западная части месторождения являются малоизученными. По этой причине на Гурьяновском месторождении черепетская и алексинская залежи нуждаются в доразведке, а бобриковская в доразведке в процессе эксплуатации.

В геологическом строении Гурьяновского месторождения принимают участие палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения, что отражено на приложении А.

Геологическое строение Гурьяновского месторождения является сложным, так как разрез представляет собой переслаивание терригенных и карбонатных пород, а также отмечаются перерывы в осадконакоплении. Общая мощность осадочного чехла, вскрытая наиболее глубокой скважиной № 1 Гурьяновской, составляет 3210 м.

В нижнекаменноугольное время в пределах изучаемого месторождения существовали благоприятные условия для формирования природных резервуаров пластового типа. Бобриковские и черепетские отложения образуют единый резервуар. Коллекторами в нижнекаменноугольных отложениях выступают как терригенные, так и карбонатные породы.

В современном тектоническом плане Гурьяновский ЛУ располагается в пределах северо-западной части Прибортовой моноклинали, что видно из приложения Б.

Гурьяновская структура по кровле продуктивного пласта черепетского горизонта представляет собой брахиантиклиналь. Ее размеры в контуре изогипсы -2590 м составляют 2,3 x 1,55 км. Амплитуда складки - 30 м, что показано на приложении В.

По кровле продуктивного пласта бобриковского горизонта Гурьяновская структура также представляет собой брахиантиклиналь. Ее размеры в контуре изогипсы -2580 м составляют 2 x 1,7 км. Амплитуда складки – 30 м, что показано на приложении Д.

По кровле продуктивного пласта алексинского горизонта структура сохраняет форму брахиантиклинали с размером 2,3 x 1,9 км в контуре изогипсы -2495 м. Амплитуда складки - 25 м, что отражено на приложении Е.

Территория исследования имеет сложную историю тектонического развития, связанную с некомпенсированным прогибанием, формированием бассейновых рифов и структур облекания над ними и региональным наклоном в направлении Прикаспийской впадины. В пределах Гурьяновской площади над черепетской рифогенной ловушкой сформировалась бобриковская структура облекания, образующая с ней единый гидродинамический резервуар; в алексинских отложениях установлена ловушка структурного типа.

В соответствии с нефтегазогеологическим районированием Гурьяновское месторождение входит в Приволжский нефтегазоносный район

Нижневолжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

На Гурьяновском месторождении нефтяные залежи выявлены в карбонатных отложениях алексинского, черепетского горизонтов и в песчаниках бобриковского горизонта [2].

Черепетская залежь нефти, неполнопластовая, залегает на глубине 2673,5 м, и представлена на приложениях В и Г.

Породы черепетского возраста охарактеризованы по керну как известняки органогенно-детритовые, органогенно-обломочные, пиритизированные, пористые, интенсивно горизонтально трещиноватые.

Размеры залежи в пределах ВНК – 0,62 х 0,4 км. ВНК принят на абс. отметке -2576,1 м. Общая толщина пласта составляет 33,3 м, нефтенасыщенная толщина – 3,9 м, коэффициент песчаности – 0,34, расчлененность – 2,3. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин продуктивного пласта черепетского горизонта показана на приложении Г.

Бобриковские отложения по керновому материалу скважин №№ 3, 4 представлены переслаиванием аргиллитов и песчаников с тонкими битуминозно-углистыми пропластками. Аргиллиты неравномерно алевроитистые, слюдистые с тонкими линзовидными прослоями песчаников. По плоскостям наложения наблюдаются крупные обуглившиеся растительные отпечатки. Песчаники разномерные, кварцевые, наклоннослоистые, пористые, нефтенасыщенные. Отмечены многочисленные линзовидные слои углистого материала [1].

Пористость составила в среднем 19,05%, остаточная водонасыщенность - 8,4%.

Продуктивный пласт выдержан по площади, общая его толщина составляет 15,4–19,6 м, нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 8,7 до 12,2 м. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин показана на приложении Д.

Размеры залежи 1,77 x 1,55 км, этаж нефтеносности 27 м, ВНК принят на абс. отметке -2576,1 м. Залежь имеет обширную водонефтяную зону, ширина которой составляет 0,3–0,5 км.

Залежь нефти алексинского горизонта, неполнопластовая, сводовая, залегает на глубине 2570 м. Структурная карта по кровле продуктивного пласта алексинского горизонта представлена на приложении Е. Коллекторами являются темно-серые известняки, прослоями доломитизированные, глинистые.

Керн, отобранный в скважинах №№ 3, 4 из алексинских отложений, представлен песчаниками с ухудшенными коллекторскими свойствами, заглинизированными и уплотненными, на свежем сколе с запахом нефти. Известняки алексинского возраста органогенно-обломочные, участками органогенно-детритовые с многочисленными перемятыми стилолитовыми швами, порово-каверновые, местами интенсивно пиритизированные. Наблюдается чередование плотных, трещиноватых и пористых разностей известняков.

Пористость продуктивной части по керну изменяется от 6,69 до 24,91%, в среднем составляя 14,88%, остаточная водонасыщенность составляет 13,2%.

Продуктивный пласт выдержан по площади, общая толщина пласта изменяется от 38,7 до 42,0 м, нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 1,8 до 6,7 м, что отражено на приложении Ж.

Размеры залежи 0,9 x 0,5 км. ВНК принят на абс. отметке -2476 м. Этаж нефтеносности 6,7 м.

В результате получения новой геолого-геофизической информации по результатам работ МОГТ-2D 2011 года изменился структурный план бобриковского горизонта, который нуждается в подтверждении[3].

Необходимо отметить, что присутствие невыдержанного карбонатного экрана между бобриковской и черепетской залежами говорит о наличии

гидродинамической связи данных залежей. В настоящее время черепетская залежь также является резервом будущей добычи на месторождении.

Исходя из того, что в настоящее время нефть извлекается только из бобриковского горизонта, можно сделать вывод – нефть в черепетском горизонте является резервным объектом. Довыработка черепетской залежи будет осуществлена после истощения бобриковской залежи.

С целью выработки остаточных извлекаемых запасов залежи черепетского горизонта рекомендуется бурение бокового ствола из скважины № 5 в юго-западном направлении. Направление выбрано с учетом особенностей строения черепетской залежи. Бурением планируется вскрыть сводовую часть структуры вблизи кровли черепетского горизонта.

Бурение бокового ствола из скважины № 5 до глубины 2760 м позволит рационально осуществить довыработку запасов черепетского горизонта. Направление наклонно-направленной скважины показано на приложении В. Предельная длина наклонно-направленного ствола будет составлять 3090 м.

С целью подтверждения новой модели строения залежи бобриковского горизонта, промышленной значимости новых продуктивных площадей, рекомендуется провести доразведку объекта разведочной скважиной №8 Гурьяновская [4]. Проектную скважину № 8 Гурьяновская рекомендуется расположить в 1000 м на юго-запад от скважины № 4, в водонефтяной части залежи бобриковского горизонта с учетом значительных нефтенасыщенных толщин (эффективная нефтенасыщенная толщина бобриковского горизонта ожидается 5-6 м) [5].

Проектная глубина - 2690 м.

Проектный горизонт - упинский.

Целью разведочной скважины является уточнение строения бобриковской залежи и её запасов по категории C_1 за счет возможного расширения предполагаемой площади нефтеносности.

К задачам разведочной скважины №8 Гурьяновская относятся:

- вскрытие продуктивного пласта бобриковского горизонта в западной части залежи

- подтверждение новой модели строения бобриковской залежи,
- уточнение коллекторских свойств пород-коллекторов,
- определение добычных возможностей скважины,
- уточнение физико-химических свойств флюидов,
- определение пластового давления, давления насыщения, степени обводнения пластов,

- уточнение подсчетных параметров,
- уточнение запасов по категории C_1 .

При бурении разведочной скважины № 8 предусматривается отбор керна и шлама, которые должны сопровождаться геологическим документированием; для литолого-стратиграфического расчленения разреза скважины, привязки интервалов отбора керна и испытаний в открытом стволе необходимо провести комплекс геофизических исследований, таких как [6]:

- стандартный каротаж (2КС+ПС),
- боковое каротажное зондирование (БКЗ),
- индукционный каротаж (ИК),
- радиоактивный каротаж (ГК, ГГК, НГК),
- термометрия.

Для оценки геометрии ствола и положения скважины в пространстве проводятся:

- кавернометрия (КВ),
- инклинометрия, (ИС) через 20 м.

Детализационные сейсморазведочные работы МОГТ-2D, в 2011 уточнившие структурный план бобриковского горизонта, позволяют предполагать изменение структурного плана алексинского горизонта [7]. Для перевода запасов из категории C_2 в C_1 необходимо провести опробование в

колонне в уже пробуренных скважинах, вскрывающих продуктивную часть алексинских отложений после их обводнения в бобриковских отложениях.

Так, первоначально рекомендуется провести гидромониторную щелевую перфорацию в скважине № 3 Гурьяновская в интервале глубин 2565-2574 м (алексинский горизонт). Заданный интервал выбран с учетом данных ИПТ. Именно в указанном отрезке глубин был получен приток пластовой воды с нефтью дебитом 19,6 м³/час. Затем необходимо провести гидродинамические испытания, с целью установления всех гидродинамических параметров пласта.

По результатам проведения вышеуказанных работ необходимо будет провести оперативный подсчет запасов нефти алексинского горизонта и перевести запасы из категории C_2 в C_1 .

Заключение

Анализ изученных данных показал, что Гурьяновское месторождение, находясь в эксплуатации, является недоразведанным. Месторождение включает в себя три залежи нижнекаменноугольного возраста – алексинского (C_{1al}), бобриковского (C_{1br}) и черепетского (C_{1ch}) горизонтов. Основным эксплуатационным объектом на месторождении является залежь бобриковского горизонта. Залежи алексинского и черепетского возрастов будут введены в разработку по мере выработки бобриковской залежи.

Залежь алексинского горизонта нуждается в доразведке, так как было проведено только испытание ИПТ, в результате которого были получены признаки нефтегазоносности, запасы подсчитаны по категории C_2 . Для того, чтобы перевести запасы в категорию C_1 , в скважине № 3 Гурьяновской рекомендуется провести перфорацию и гидродинамические испытания для подтверждения промышленной значимости залежи.

С целью подтверждения новых представлений о строении залежи бобриковского горизонта, рекомендуется бурение разведочной скважины №

8 Гурьяновская. Проектная глубина составляет 2690 м, проектный горизонт – упинский.

С целью выработки остаточных извлекаемых запасов залежи черепетского горизонта рекомендуется бурение бокового ствола из скважины № 5 в юго-западном направлении. Бурение планируется в сводовую часть структуры вдоль кровли черепетского горизонта на глубину 2760 м.

Рекомендуемые мероприятия позволят уточнить строение месторождения в процессе эксплуатации, а также уточнить и прирастить запасы углеводородов промышленной категории в Саратовской области.

Список использованных источников

1. Гах В.Н., Колкунов В.В., Сурков М.В. Отчет «Переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных материалов МОГТ-2Д общим объёмом 695,7 пог. км северной части Ровенского и центральной части Гурьяновского лицензионных участков». ООО «ЛукБелОйл», 2013 г.

2. Саввин В.А., Попов С.В., Ольховников Д.Ю. и др. «Проект поисков залежей нефти и газа на Гурьяновской площади». Фонды ООО «ЛукБелОйл», г. Саратов, 2000 г.

3. Соколова И.П., Титаренко И.А. Интегрированная переинтерпретация материалов сейсморазведки МОГТ -2D и 3D территории Гурьяновского лицензионного участка ООО "ЛукБелОйл" с учетом последних результатов поисково-оценочного бурения ООО НПК "Нефтегазгеофизика-Инжиниринг" 2015 г.

4. Андреев Г.Н. Проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3Д с целью подготовки к поисковому бурению объектов в центральной части Ровенского и Гурьяновского лицензионных участков ООО "ЗПГ Поле" 2016 г.

5. Шейкина А.Ф., Жукова Е.О. Оперативный подсчет запасов углеводородов по залежам Гурьяновского месторождения. ЛукБелОйл, ЛУКойл-Волгоград НИПИморнефть 2004 г.

6. Хаматдинова Р.Т., Козяра В.Ф. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, 2002 г.

7. Николаев Д.Е. Оперативный подсчет запасов Гурьяновского нефтяного месторождения. ООО "ГеоЭкоАудит" 2017 г.