

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 пластов БС₁₀¹ и БС₁₁¹ сортымской
свиты на Дружном месторождении
(Тюменская область)**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студентки 6 курса, 611 группы заочной формы обучения

геологического факультета

специальности: 21.05.02 - «Прикладная геология»

специализация «Геология нефти и газа»

Черкасовой Ирины Андреевны

Научный руководитель

старший преподаватель

А.В. Чуваев

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2023

Введение

В Западной Сибири выделяют 10 нефтегазоносных областей. Большая часть неразведанных ресурсов нефти и газа прогнозируется в Среднеобской нефтегазоносной области, куда входит объект изучения дипломной работы - Дружное месторождение.

Открытие Дружного месторождения относится к началу 1983 года, когда при опробовании пластов в скважине 91Р из пластов БС₁₁¹, БС₁₁² были получены промышленные притоки нефти; выявлены признаки нефтеносности пластов ЮС₁¹ и БС₁₀¹.

На Дружном лицензионном участке пробурено 49 поисково-разведочных, 831 эксплуатационных и 202 нагнетательных скважин.

В непосредственной близости расположены Южно-Ягунское, Грибное, Кустовое, Южно-Кустовое, Ватъеганское и Свободное месторождения нефти.

Целью дипломной работы является обоснование доразведки уже известных, но слабо изученных на определенных участках залежей пластов БС₁₀¹ и БС₁₁¹ сортымской свиты.

В административном отношении Дружное месторождение относится к Сургутскому району Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, что показано на рисунке 1.

Дипломная работа состоит из 4 глав, введения, заключения и содержит 50 страницы текста, 4 рисунков, 3 таблиц и 5 графических приложений. Список использованных источников включает 19 наименований.

Основное содержание работы

Дружное поднятие как структурный элемент III порядка впервые выделен Ханты-Мансийским геофизическим трестом при проведении площадных работ МОВ ОГТВ в зимний период 1980-1981 годов. К этому времени на участках, расположенных к западу и юго-востоку от Дружной площади, уже были открыты крупные месторождения нефти: Южно-Ягунское (1978 год) и Ватъеганское (1971 год), что косвенно позволяло строить предположения о

нефтеносности выявленной структуры и тем самым приступить к детальному изучению перспективного участка.

В последующие годы наряду с поисково-разведочным и эксплуатационным бурением осуществляются площадные исследования МОГТ масштаба 1:100000, по которым уточняются структурные планы по всем отражающим горизонтам с учетом данных бурения.

В 2004-2005 гг. площадными исследованиями 3D (СК «ПетроАльянс») продолжено изучение южной части Дружного месторождения, расположенного на стыке трех структурно-тектонических элементов: Сургутского свода, Ватьеганского вала и Западно-Котухтинской моноклинали.

К тому моменту в границах Дружного лицензионного участка пробурено 49 поисково-разведочных скважин, детальными исследованиями МОВ ОГТ-3D изучено 466,5 км² площади, изученность территории месторождения сейсморазведочными работами 2D составила 900 пог. км.

В 2008 г. выполнен отчет по теме «Дополнение к проекту доразведки Дружного месторождения». На основании вновь полученных данных по площадным сейсморазведочным работам 3D и бурении эксплуатационных скважин, была уточнена геологическая модель пластов БС₁₀¹, БС₁₀², БС₁₁⁰, БС₁₁¹, БС₁₁², ЮС₁¹, вследствие чего были разработаны мероприятия по доразведке Дружного месторождения [3,4].

По результатам выполненных работ 3D на Восточно-Дружном участке (2012-2013 гг.) изучено строение площади по 18 отражающим горизонтам: А, Т₄, Т₃, Т₂, Т, Ю₁, Б, НАч₁, НАч, НБС₁₁², НБС₁₁¹, Нпок, НБС₁₀², НБС₁₀¹, НБС₁₀⁰, М, Г и С. (В настоящем отчете представлены карты по основным отражающим горизонтам А, Т, Ю₁, Б, Нс и М. Уточнена морфология юго-восточного склона Дружной структуры. Уточнены границы ранее выявленных залежей нефти в отложениях васюганского (пласта ЮС₁¹) и неокомского (пластов БС₁₁², БС₁₁¹ и БС₁₀², БС₁₀¹) нефтегазоносных комплексов на основе комплексирования данных сейсморазведки и бурения. По результатам структурных построений и

установленных уровней ВНК построены карты эффективных нефтенасыщенных толщин по пластам BC_{10}^1 , BC_{10}^2 , BC_{11}^1 , BC_{11}^2 , $ЮС_1^1$ [5-9].

В 2013 году выполнены сейсморазведочные работы 3D на Восточно-Дружной площади и бурение поисковой скважины 326П, на основании вновь полученных данных, была уточнена геологическая модель пластов BC_{10}^1 , BC_{10}^2 , BC_{11}^0 , BC_{11}^1 , BC_{11}^2 , $ЮС_1^1$, вследствие чего были разработаны мероприятия по доразведке Дружного месторождения.

В геологическом строении Дружного месторождения принимают участие породы палеозойского складчатого фундамента и залегающие на них терригенные отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Сводный литолого-геофизический разрез месторождения, в котором приведены литологическая и палеонтологическая характеристики вскрытых отложений.

Доюрский комплекс пород представлен палеозойской эратомой и триасовой системой со вскрытой толщиной 425 м.

Мезозойская эратема представлена отложениями юрской меловой системами. Юрская система включает нижний, средний и верхний отделы общей толщиной 751-812 м. Меловая система включает нижний и верхний отделы общей толщиной 1640-1815 м.

Кайнозойская эратема представлена отложениями палеогеновой и четвертичной системами общей толщиной 530-615 м.

Разрез Дружного месторождения характерен для Западной Сибири, так как в основном сложен терригенными породами. Литология различных комплексов меняется как по вертикали, так и по латерали.

Разрез благоприятен для образования и накопления УВ, так как по разрезу наблюдается чередование проницаемых пород (коллекторов) меловых и непроницаемых (покрышек).

Нефтегазовый потенциал Дружного месторождения определяется скоплениями УВ в сортымском (пласты BC_{10}^0 , BC_{10}^1 , BC_{10}^2 , BC_{11}^0 , BC_{11}^1 , BC_{11}) и васюганском (пласт $ЮС_1^1$) нефтеносных комплексах.

В тектоническом отношении Дружный ЛУ расположен в пределах двух структур I порядка. Основная часть лицензионного участка находится на восточном склоне Сургутского свода, в юго-западной части площади, согласно тектоническому районированию, выделяются южное окончание Западно-Котухтинской моноклинали и северо-западная часть Ватьёганского вала (структуры II порядка), осложняющих юго-западную часть Северо-Вартовской мегатеррасы I порядка (Шпильман В. И., 1998 г.). Сургутский свод в районе работ осложняется Когалымской вершиной (структура II порядка).

Структурная карта по отражающему горизонту Нс отображает строение подошвы савуйской пачки глин. Структурный план горизонта имеет более сглаженный вид. Четко прослеживаются наиболее крупные структурные элементы.

Дружная структура занимает центральную часть Дружного ЛУ. Она представляет собой складку сложной изометричной формы преимущественно субмеридионального простирания. Оконтуривающая изогипса минус 2310 м. Ее размеры в длину достигают 12,8 км, в ширину до 6,9 км, амплитуда – более 25 м. Грибная структура представляет собой брахиантиклинальную складку повсеместного простирания. Ее размеры по условно замкнутой изогипсе минус 2310 м – 12,4x9,0 км, амплитуда – более 40 м.

Танеевская структура представляет собой брахиантиклинальное поднятие с замыкающей изогипсой минус 2335 м и размерами 3,8x2,5 км, амплитуда – более 10 м.

Кумалиягунская структура разделилась на два локальных поднятия в районе скважин 229Р и 105Р. Размеры поднятий по изогипсе минус 2310 м составляют 1,8x1,3 и 2,1x1,6 км, амплитуда – 5 и 10 м соответственно.

Восточно-Дружная структура выполаживается полностью, представляя собой структурный выступ западного простирания, по изогипсе минус 2310 м.

Игоревская структура представляет собой куполовидное поднятие по изогипсе минус 2315 м с размерами 1,4x1,1 км, амплитуда – более 5 м.

Миловидная структура представляет собой изометричную складку субмеридионального простирания, с размерами по изогипсе минус 2290 м 6,8x3,5 км, амплитуда – более 25 м.

Западно-Дружный структурный нос имеет вытянутую в юго-западном направлении форму. Выступ осложнен малоамплитудным поднятием брахиантиклинальной формы северо-западного простирания с размерами по изогипсе минус 2310 м 1,1x0,6 км. Амплитуда – менее 10 м.

Дружная структура по пласту BC_{11}^1 представляет собой складку сложной изометричной формы преимущественно субмеридионального простирания. Оконтуривающая изогипса минус 2325 м, ее размеры в длину достигают 12 км, в ширину до 6,0 км, амплитуда – более 25 м.

Дружная структура по пласту BC_{10}^1 представляет собой складку сложной изометричной формы преимущественно субмеридионального простирания. Оконтуривающая изогипса минус 2270 м, ее размеры в длину достигают 12,5 км, в ширину до 6,5 км, амплитуда – более 20 м.

Дружное месторождение расположено в северо-восточной части Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области, в пределах земель с весьма высокой плотностью запасов углеводородов.

На Дружном месторождении выявлено 7 подсчетных объектов: пласты BC_{10}^0 , BC_{10}^1 , BC_{10}^2 , BC_{11}^0 , BC_{11}^1 , BC_{11}^2 (сортымская свита), пласт $ЮС_1^1$ (васюганская свита). Объектами изучения дипломной работы являются объекты доразведки пласты BC_{10}^1 и BC_{11}^1 .

Верхнеберриас-нижневаланжинский НГК

Промышленная нефтеносность комплекса выявлена на Повховском, Ватьеганском, Южно-Ягунском и др. месторождениях. На Дружном месторождении в пределах этого комплекса продуктивные пласты не выявлены.

Нефтегазоносный комплекс объединяет отложения валанжинского, готеривского и барремского ярусов. Комплекс разделяется на два подкомплекса: верхневаланжин-нижнеготеривский, объединяющий пласты

группы БС₁₋₁₁, и верхнеготерив-барремский, объединяющий пласты АС₄₋₁₂. Основные продуктивные горизонты региона – БС₁₀₋₁₁.

На Дружном месторождении в пределах горизонта БС₁₀ залежи нефти, в том числе крупные, выявлены в пластах БС₁₀⁰, БС₁₀¹, БС₁₀². В пределах горизонта БС₁₁ также выявлены крупные залежи в пластах БС₁₁⁰, БС₁₁¹ и БС₁₁². Покрышкой, непосредственно экранирующей залежи пластов группы БС₁₀, является чеускинская пачка глин толщиной до 50 м, для пластов группы БС₁₁ – покачевская пачка глин [8,9].

Залежи пласта БС₁₁¹

Пласт БС₁₁¹ на площади месторождения имеет повсеместное распространение, вскрыт всеми пробуренными скважинами в интервале а.о. минус 2299,0-2357,0 м. Центральная и Южная залежь находятся в разработке и имеют подчинённое значение.

Центральная залежь

Залежь вскрыта в интервале а.о. минус 2299,0-2328,0 м 858 скважинами.

Эффективные толщины в пределах залежи изменяются от 0,6 м (скважины 614, 3143, 806, 6300) до 9,1 м (скважина 600). Наиболее низкая отметка получения притока безводной нефти установлена в скважине 91Р, на а.о. минус 2326,6 м (получен приток нефти дебитом 23,2 м³/сут). Залежь характеризуется обширной чисто нефтяной зоной, занимающей 61 % площади залежи.

Значения ВНК для Центральной залежи выделяются на разных глубинах в пределах от а.о. минус 2323,1 м (скважина 4567) до а.о. минус 2328,0 м (скважина 627). Непосредственно внутри коллектора ВНК отбивается лишь в скважинах 2298, 4138 и 886. Так, в скважине 4138 ВНК по данным ГИС вскрыт на а.о. минус 2325,4 м.

Для Центральной залежи принято ВНК на а.о. минус 2325-2326 м.

По типу залежь пластовая, сводовая. Залежь, вытянута в северо-западном направлении, размеры залежи составляют 19,0x7,5 км, высота залежи – 27 м, замеренная нефтенасыщенная толщина в скважинах 0,4-9,1 м, средневзвешенная толщина – 2,7 м.

Северная залежь (район скважины 136Р)

Северная залежь приурочена к куполу в северной части площади. Залежь вскрыта тремя разведочными и 17 эксплуатационными скважинами в водонефтяной зоне.

В скважине 136Р по данным ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора фиксируется на а.о. минус 2325,6 м, кровля водонасыщенного – на а.о. минус 2326,3 м. При испытании в интервале а.о. минус 2318,1-2322,1 м получен приток безводной нефти дебитам 35,1 м³/сут. Однако комплекс ГИС позволяет выделить в скважине продуктивный коллектор с ВНК на а.о. минус 2326,4 м.

Скважина 69Ц расположена в контуре залежи, в восточной её части. Нефтенасыщенный коллектор по ГИС выделяется до а.о. минус 2327,7 м, водонасыщенный – с 2328,2 м. При испытании скважины в интервале а.о. минус 2325,0-2328,8 м получен приток воды с плёнкой нефти.

Скважина 165Р расположена за контуром в прогибе, разделяющем Северную и Центральную залежи. Водонасыщенный коллектор комплексом ГИС и испытанием отмечается на а.о. минус 2327,6-2335,5 м, получен приток воды дебитом 47,0 м³/сут.

Исходя из всех имеющихся данных, ВНК принято на а.о. минус 2327 м.

По типу залежь пластовая сводовая, водонефтяная. Высота залежи – 10 м, размеры – 4,8х3,7 км. Нефтенасыщенные толщины в скважинах изменяются от 0,9 до 8,2 м, средневзвешенная по залежи – 2,1 м.

Южная залежь

Залежь расположена в южной части месторождения, в районе скв. 157Р и 230П (Рис. 2.12). В контуре залежи пробурено 24 скважины, из них 4 поисково-разведочные. За контуром залежи пробурено одна эксплуатационная скважина. Залежь вскрыта в интервале а.о. минус 2314,1-2331,3 м.

Тип залежи – пластовая сводовая. Размеры залежи в пределах принятого ВНК составляют 5,8х5,3 км, высота – 12 м. Пределы изменения нефтенасыщенных толщин в скважинах составляют 1,1-9,8 м, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина – 3,3 м.

Залежь района скважины 161Р

Залежь вскрыта в самой южной части Дружного ЛУ одной скважиной 161Р в водонефтяной зоне. В 2002 г. залежь в районе скв. 161Р была поставлена на баланс в пределах пласта BC_{11}^{1a} . Предполагалось, что пласт выклинивается в восточной части и залежь является литологически экранированной. Однако, в результате проведения детальной корреляции пропластков BC_{11}^{1a} в этой части месторождения вошёл в состав пласта BC_{11}^1 .

Залежь пластовая, сводовая, водонефтяная, приурочена к небольшому структурному носу. Размеры залежи – 3,3х2,3 км, высота – около 4 м.

Нефтенасыщенная толщина в скважине 161Р – 2,9 м, средневзвешенная по залежи – 0,6 м. ВНК принят на а.о. минус 2319 м.

В эксплуатации залежи находятся также скважины 157Р, 320П, 9013, 8034, 9006 и 9042, 9006, 8031, 8036, 8086, 9017, 9026, 9041. Текущие дебиты нефти по залежи составляют 1,6-37,6 т/сут, текущая обводнённость – 2-73 %.

ВНК принято на а.о. минус 2326 м.

Залежи пласта BC_{10}^1

Пласт BC_{10}^1 на площади месторождения имеет повсеместное распространение, вскрыт всеми пробуренными скважинами в интервале а.о. минус 2240,2-2307,6 м и наряду с пластами BC_{10}^2 и BC_{11}^2 является основным объектом разработки на месторождении.

Центральная залежь

Залежь содержит наибольшее количество нефти и занимает практически всю площадь месторождения, за исключением его северной части. Залежь вскрыта в интервале а.о. минус 2240,2-2276,8 м 901 скважинами. Дебиты нефти 34,7 -110,4 т/сут.

По типу залежь пластовая, сводовая. Залежь вытянута в северо-западном направлении, размеры залежи составляют 21,0х8,8 км, высота - 35 м, замеренная нефтенасыщенная толщина в скважинах – 0,9-12,0 м, средневзвешенная толщина – 5,9 м.

Эффективные толщины в пределах залежи изменяются от 1,8 м (скважина 347) до 12,0 м (скважина 409). Наиболее низкая отметка получения притока безводной нефти установлена в скважине 446 на а.о. минус 2275,6 м (первоначальный дебит нефти – 103,7 т/сут, накопленная добыча нефти составила 52220 т, воды – 142314 т), и в скважине 2157 – с а.о. минус 2260,8-2275,5 м (первоначальный дебит нефти составил 49,8 т/сут, накопленная добыча нефти – 2627 т, воды – 0 т). Залежь характеризуется обширной чисто нефтяной зоной, занимающей 57 % площади залежи. В пределах нефтяной части залежи пробурено 865 скважин.

Значения ВНК для основной части Центральной залежи определены на разных глубинах, в пределах от а.о. минус 2173,1 м (скважина 234) до а.о. минус 2276,8 м (скважина 4018), для южной и юго-западной части – от а.о. минус 2270,8 м (скважина 8024) до а.о. минус 2273,5 м (скважина 8014).

ВНК принят на а.о. минус 2275 м. Для южной и юго-западной части залежи ВНК принят на а.о. минус 2272 м.

Южная залежь (район скважины 320П)

Залежь вскрыта одной скважиной 320П. Промышленная значимость залежи испытанием не доказана, нефтенасыщенные коллекторы выделяются только методами ГИС. ВНК проведён по подошве нефтенасыщенного коллектора на а.о. минус 2274 м. Высота залежи – 8 м, размеры – 1,2х1,2 км, нефтенасыщенная толщина в скв. 320П – 1,3 м, средневзвешенная по залежи – 0,9 м.

На Дружном месторождении основными продуктивными отложениями являются меловые отложения горизонта BC_{10-11} , подчиненную роль имеют залежи верхнеюрского горизонта $ЮС_1^1$. В итоге на Дружном месторождении выявлено 7 подсчетных объектов, содержащих 40 залежей.

В разрезе Дружного месторождения выявлено семь подсчетных объектов (BC_{10}^0 , BC_{10}^1 , BC_{10}^2 , BC_{11}^0 , BC_{11}^1 , BC_{11}^2 , $ЮС_1^1$), являющиеся основными по запасам нефти. Суммарные запасы нефти составляют по категориям $C_1+В$ -206045 тыс. тонн, по категории C_2 - 2776 тыс.т.

Для подтверждения первоочередной геологической модели на юго-востоке Дружного месторождения (Игнатовская структура) необходимо бурение одной разведочной скважины. С ее помощью планируется доразведать локальное поднятие, по результатам сейсморазведочных работ 3D и бурения скважины 320Р на юге Дружного участка и уточнение контуров нефтеносности по пластам BC_{10}^1 и BC_{11}^1 .

Целью доразведки является подтверждение залежей нефти в пластов BC_{10}^1 и BC_{11}^1 в пределах Дружного месторождения, разбуривание структуры с запасами категории C_2 и прирост запасов категорий C_1 , B_1 и B_2 .

Разведочная скважина 323П закладывается в 1,5 км к западу от скважины 320П, и в 2,7 км к северо-востоку от скважины 321П в пределах восточного склона Игоревской структуры. Проектная глубина – 2500 м, проектный горизонт – сортымская свита. Цель бурения: перевод запасов из категории C_2 в категорию C_1 .

Для решения поставленных задач предусматривается бурение одной разведочной скважины с выполнением задач по доразведке путем проведения комплекса ГИС, отбора керна, опробования в открытом и испытания в обсаженном стволе.

В результате выполнения всех рекомендуемых работ с достижением проектных глубин при бурении скважины ожидаемый перевод запасов категории C_1/C_2 по объектам BC_{10}^1 и BC_{11}^1 составляет 1857/597 тыс. тонн нефти.

Заключение

Дружное месторождение, несмотря на общую высокую степень геолого-геофизической изученности, характеризуется наличием отдельных неисследованных или исследованных недостаточно участков, включающих недоизученные участки известных залежей, подсчет запасов которых выполнен по категории C_2 . Таким участком является Южная часть Дружного месторождения Игоревская структур, где в восточная части структуры

неразбуренна и запасы оценены по категории C_2 .

На месторождении неизученными выделяются два этажа нефтеносности: верхневаланжинский и верхнеюрский продуктивные пласты BC_{10} и BC_{11} . Следовательно, этажом разведочных работ является верхняя часть сортымской свиты.

С целью доразведки, уточнения модели залежи юго-востоке Дружного месторождения (Игоревская структура), пластов BC_{10}^1 и BC_{11}^1 сортымской свиты с запасами категории C_2 рекомендуется заложить разведочную скважину 323П в пределах восточного склона Игоревской структуры с проектной глубиной – 2500 м и проектным горизонтом – сортымская свита. Для решения задач по доразведке в скважине будут проведены: отбор керна, шлама, ГИС, ГТИ, опробование, испытание и др. исследования.

В случае получения промышленных притоков, будет произведена оценка запасов промышленных категорий C_1 , определены типы выявленных залежей, их промышленная значимость, а также определено направление дальнейших работ на месторождении.