

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

Кафедра общей геологии и полезных ископаемых

**Обоснование доразведки залежи пластов ЮС_{1а} и ЮС_{1б}
Грибного месторождения
(Тюменская 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»
Жамхарян Артема Вазгеновича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент

В.М. Мухин

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2020

Введение

Одним из ведущих нефтегазодобывающих регионов России является Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. Западная Сибирь на сегодняшний день является важнейшим регионом по добыче нефти и газа. Здесь сосредоточено более 60% общей добычи нефти и основная часть добываемого газа. Нарращивание запасов УВ ведется в значительной степени за счет доразведки уже открытых месторождений.

Объектом для написания дипломной работы было выбрано Гибное месторождение. Такой выбор связан с тем, что данное месторождение является средним по запасам, но не освоенным в полной мере и поэтому представляющим интерес для прироста запасов промышленных категорий.

Грибное нефтяное месторождение расположено в 3-х километрах восточнее Дружного месторождения Сургутского нефтегазового района.

Целью дипломной работы является обоснование разведочного бурения и перевод ресурсов и запасов C_2 в промышленные категории.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- сбор геолого-геофизической информации,
- анализ собранного геолого-геофизического материала;
- уточнение геологического строения Грибного месторождения;
- выделение недоизученных бурением участков для постановки разведочного бурения;
- обоснование расположения рекомендуемой скважины в пределах выделенного участка.

Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 46 страниц текста, 1 рисунок, 3 таблиц, 5 графических приложений. Список использованных источников включает 13 наименований.

Основное содержание работы

Целенаправленное изучение геологического строения Западно-Сибирской равнины и, в частности, района Среднего Приобья началось в марте 1947 года с

создания Обской аэрогеологической экспедиции, которая должна была провести геологическую съемку. Эта съемка была необходима картографам для составления государственной миллионной геологической карты.

В этот период были проведены следующие геолого-геофизические работы:

1. Геолого-геоморфологическая съемка масштаба 1:1000000 (1949-1952 гг., ЗСГУ, Шацкий С. Б. и др.);
2. Выполнена аэромагнитная съемка масштабов 1:1000000 и 1:200000 (1953-1955 гг., ЗСАЭ, Макарова З. А., Шматалюк Г. Ф. и др.);
3. В период 1956-1958 гг. структурно-поисковое бурение, по результатам которого подтверждено наличие Сургутского свода.
4. Гравиметрическая съемка масштаба 1:1000000 (1957-1960 гг., «Главтюменьгеология», Зыков В. И.);
5. Аэросейсмического зондирование МОВ масштаба 1:500000 (1959-1967 гг., ГТГ)

По результатам выполненного комплекса геолого-геофизических исследований была составлена карта структурно-тектонического районирования платформенного осадочного чехла, явившаяся основой для постановки площадных сейсморазведочных работ, связанных с изучением отдельных структурно-тектонических элементов

Грибное 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 Грибной площади, уже были открыты крупные месторождения нефти - Южно-Ягунское (1978 год) и Ватьеганское (1971 год), что косвенно позволяло строить предположения о нефтеносности выявленной структуры и тем самым приступить к детальному изучению перспективного участка.

В 1980-1981 гг. были проведены площадные работы МОГТ масштаба 1:100 000 и впервые выделены Грибная, Дружная и Восточно-Ягунская структуры.

Месторождение открыто в 1982 году. Месторождение однопластовое, промышленная нефтеносность связана с горизонтом ЮС1 васюганской свиты юрских отложений.

В период 1983-1985 гг. при изучении геологического строения Грибной структуры было пробурено 20 разведочных скважин. Работы велись без проекта глубокого поисково-разведочного бурения. Все последующие скважины бурились по схеме «от известного к неизвестному» с привязкой к индивидуальным техническим проектам бурения и сейсмическому отражающему горизонту «Б». По итогам проведенных геологоразведочных работ промышленная нефтеносность на месторождении в пластах ЮС1а и ЮС1б васюганской свиты.

В настоящее время на Грибном месторождении полностью разбурена центральная часть вертикальными и наклонно направленными скважинами. Материалы бурения разведочных скважин №№144р и 145р, а также скважин куста №3, позволили уточнить площадь нефтеносности и строение залежи ЮС1 васюганской свиты.

В результате проведения большого количества геолого-геофизических исследований получена информация, дополняющая представления о геологическом строении Грибного месторождения.

Геологический разрез Грибного месторождения представлен толщей терригенных преимущественно песчано-глинистых отложений мезозойско-кайнозойского осадочного котловина который включает отложения от нижнеюрских до четвертичных, максимальной толщиной 3160м.

В целом разрез сложен терригенными породами: аргиллитами (глинами), песчаниками и алевролитами. Для разреза характерны невыдержанность литологического состава, фациальные замещения, изменения толщин стратиграфических подразделений (свит) и пластов песчаников, алевролитов. Подобные сложности связаны со структурными особенностями региона и историей его развития.

В процессе геологического развития изучаемой территории периодически складывались благоприятные условия для образования и накопления УВ, так как по разрезу наблюдается чередование формирования проницаемых пород-коллекторов в юрских отложениях и непроницаемых флюидоупоров, что определило формирование природных резервуаров.

В региональном плане Грибное месторождение находится в пределах Западно-Сибирской плиты, в строении которой принимают участие три структурно-тектонические этажа [1].

Нижний этаж - фундамент, сформировавшийся в палеозойское и допалеозойское время, и отвечает геосинклинальному этапу развития современной платформы.

Промежуточный структурный этаж, породы, отложившиеся в условиях парагеосинклинали, существовавшей в пермо-триасовое время и представлен осадочными породами.

Верхний структурно-тектонический этаж формировался в мезокайнозойское время (платформенный этап) в условиях длительного устойчивого прогибания фундамента.

В тектоническом отношении Грибное месторождение расположено в пределах Хантейского мегасвода, в зоне сочленения окончаний Сургутского и Нижневартовского сводов и Ярсомовского прогиба. Непосредственно оно связано со структурой III порядка, осложняющей Дружно-Грибной структурный мыс.

Структурная карта по горизонту «Б» (баженовская свита) является сейсмоосновой для структурных построений по горизонту ЮС1 и в целом повторяет план нижележащего горизонта «А».

Грибное месторождение приурочено к антиклинальной трехкупольной структуре изометрической формы. Основной - центральный - свод структуры расположен в районе скважин №№ 22, 34, еще два небольших структурных поднятия имеются в районе скважин 175р (на юге) и 38р (на востоке).

На структурной карте по продуктивному пласту Ю1а размеры основного купола осложненного тремя вершинами по замкнутой изогипсе минус 2770 м составляют 8,0х6,5 км с амплитудой 15-35 м. Два небольших купола на востоке по замкнутой изогипсе минус 2785 м структура имеет размеры 4,5х2,75 км и амплитуду 25 м. Южный купол с размерами по замкнутой изогипсе минус 2780 м 0,9х0,75 км с амплитудой 10 м.

На структурной карте по продуктивному пласту Ю1б размеры основного купола осложненного двумя вершинами по замкнутой изогипсе минус 2775 м составляют 7,6х3,0 км с амплитудой 15-25 м. Три небольших купола в центре структуры брахиантиклиналь с размерами по замкнутой изогипсе минус 2770 м имеет размеры 3,5х1,75 км и амплитуду 20 м. Восточный и южный купола с размерами по замкнутой изогипсе минус 2790 м соответственно 4,5х2,8 км с амплитудой 25 м и 0,75х0,6 км с амплитудой 5 м.

Сейсмические исследования по отражающему горизонту «Б» подтверждают наличие трехкупольной структуры в пределах месторождения. Площадь структуры в пределах изогипсы -2780м составляет 5,02312» 10⁷м².

На данный момент сочленение этих трех небольших куполов изучено недостаточно. Сейсмические исследования по отражающему горизонту «Б» подтверждают наличие трехкупольной структуры в пределах месторождения. Площадь структуры в пределах изогипсы-2780м составляет 5,02312»10⁷м².

Таким образом, делая выводы о тектоническом строении территории Грибного месторождения по описанию структурных карт по стратиграфическим кровлям пластов ЮС1а, ЮС1б, можно говорить об унаследованном ее развитии в мезозойское время. Наблюдается некоторое выполаживание структур, изменения структурных планов незначительны. Все основные структуры сохранили свои размеры и очертания. Региональный наклон в юго-восточном направлении.

В пределах Среднеобской нефтегазоносной области Сургутский нефтегазоносный район является одним из основных как по концентрации запасов, так и по уровню нефтедобычи. Грибное месторождение расположено в

одном районе с такими крупными месторождениями как Усть-Балыкское, Федоровское, Мамонтовское, Ватьеганское, Южно-Ягунское и Дружное.

В этом районе выделяется пять нефтегазоносных комплексов: нижне-среднеюрский, васюганский, баженовский, ачимовский и неокомский. На территории Грибного месторождения промышленная нефтеносность установлена только в васюганском комплексе.

Васюганский нефтегазоносный комплекс приурочен к отложениям верхневасюганской подсвиты и выделяется в объеме пласта ЮС₁, породы которого представлены прибрежно-морскими и морскими песчано-алевритовыми фациями.

Пласт имеет достаточно сложное литологофациальное строение, которое обусловило формирование залежей нефти с различными водонефтяными контактами. Дополнительно пробуренные после 1999 года разведочные и эксплуатационные скважины, а также проведенные сейсморазведочные работы МОГТ 3Д уточнили строение пластов ЮС_{1а} и ЮС_{1б}.

Литологически пласт сложен песчаниками и алевритами. Песчаники светло-серые, серые, буровато-серые, крепкие, плотные, характеризуются многообразием текстур, встречаются частые ростры белемнитов и рассеянная вкрапленность тонкокристаллического пирита.

Единственная нефтяная залежь на Грибном месторождении выявлена в горизонте ЮС₁. Ниже по разрезу залегает горизонт ЮС₂. Глина, залегающая в его кровле, является разделом между горизонтами ЮС₁ и ЮС₂.

В объеме горизонта ЮС₁ выделяются три пласта: ЮС_{1а}, ЮС_{1б} и ЮС_{1в}. Деление на пласты выполнено с учетом данных исследования керна, результатов раздельного испытания этих пластов и интерпретации данных ГИС. Это подтверждено также результатами детальной корреляции разрезов скважин.

Верхний пласт ЮС_{1а} сложен полимиктовыми, довольно однородными песчаниками, средний пласт ЮС_{1б} более глинистый, литологически неоднороден и представлен переслаиванием песчаников с прослоями

аргиллитов и алевролитов. Нижний пласт ЮС1в сложен глинистыми породами с единичными прослоями песчаников и алевролитов.

С пластами ЮС1а и ЮС1б связана нефтяная залежь горизонта ЮС1. В отличие от вышележащих, пласт ЮС1в полностью водоносен.

Хотя пласты ЮС1а и ЮС1б разделяются слабовыраженным по ГИС разделом, он хорошо охарактеризован данными керна семи скважин Грибного месторождения, где в этой области резко снижаются коллекторские свойства (резко уменьшается пористость и проницаемость). Раздел маломощный (0,4-1,0 м) и, видимо, не выдержан по площади. В некоторых скважинах пласты сливаются, и этим объясняется их гидродинамическое единство. Этим, в частности, подтверждается единый для них ВНК. Поэтому целесообразно рассматривать горизонт ЮС1 как единую гидродинамическую систему, не смотря на минералогическую и литологическую неоднородность его по разрезу. Согласно керновым данным, верхняя часть горизонта ЮС1, соответствующая пласту ЮС1а, представлена монолитными песчаниками с глинистым цементом с редкими прослоями глин. Песчаники же ЮС1б содержат глинисто-карбонатный цемент и небольшие включения пиритов и сидеритов. Поэтому коллекторские свойства его значительно хуже, чем у пласта ЮС1а [4].

На Грибном месторождении выявлена единственная нефтяная залежь в горизонте ЮС1, приуроченном к верхней части васюганской свиты. При испытании в скважине 5р горизонта ЮС1 в интервале глубин 2846-2852 м был получен фонтанирующий приток нефти дебитом 88,6 м³/сут на 8 мм штуцере. Скважина 5р явилась первооткрывательницей нефтяной залежи верхнеюрских отложений.

Максимальные безводные дебиты нефти (88,6-60 м³/сут на 8 мм штуцере) получены в прикупольной области центрального купола. Скважина №175р, расположенная на южном куполе, при испытании дала 33,1 м³/сут нефти. Дебит при испытании скважины 38р восточного купола составил 43,2 м³/сут нефти. То есть дебиты значительно ниже, чем в скважинах центрального купола.

Скважины №44 и №48, расположенные в законтурной области, при испытании дали, соответственно, притоки воды 4 м³/сут с пленкой нефти (интервал глубин 3160.8-3166.8 м) и воды 5,8 м³/сут (интервал глубин 3086-3093 м).

Эффективная нефтенасыщенная толщина средневзвешенная по площади залежи составляет 4,7 м.

В подсчете запасов и проектных документах на разработку Грибного месторождения представлено значительное количество результатов исследования глубинных (скв. №№11; 25; 29) и поверхностных проб нефти (скв. №№5; 7; 9; 25; 29). Физико-химические свойства нефти и нефтяного газа изучались в Центральной лаборатории концерна Тюменьгеология.

Неокомский нефтегазоносный комплекс объединяет породы валанжинского, готеривского и барремского ярусов. Неокомский комплекс разделяется на два подкомплекса: нижний, объединяющий пласты группы БС₁₀₋₂₀, и верхний, объединяющий пласты АС₁. Породы-коллекторы нижненеокомского подкомплекса накапливались на мелководьях морских бассейнов и представляют собой подводные части обширных дельтовых областей неокомских осадочных бассейнов. Нижний подкомплекс вмещает крупные по запасам залежи нефти. Основные продуктивные горизонты региона – БС₁₀₋₂₀. На Дружном месторождении в горизонте БС₁₀ залежи нефти, в том числе крупные, выявлены в пластах БС₁₀⁰, БС₁₀¹, БС₁₀². В горизонте БС₁₁ также выявлены крупные залежи в пластах БС₁₁⁰, БС₁₁¹ и БС₁₁², БС₁₅ и БС₁₆. Покрышкой, непосредственно экранирующей залежи пластов группы БС₁₀, является чеускинская пачка глин толщиной до 50 м, для пластов группы БС₁₁ – покачевская пачка глин.

Таким образом, на Грибном месторождении продуктивен один нефтегазовый комплекс. Основными продуктивными отложениями являются верхнеюрского горизонта ЮС1 подчиненную роль имеют залежи меловые отложения горизонта БС₁₀₋₂₀.

Геологические и извлекаемые запасы на 01.01.2000 г. составили 18553 тыс.т, в том числе извлекаемые 7254 тыс.т из них по категории В+С₁ геологические составили 17158 тыс.т, извлекаемые 5991 тыс.т при коэффициенте извлечения равном 0,391, геологические по категории С₂ составили 1159 тыс.т, извлекаемые 453 тыс.т. при том же КИН. К проектированию технологической схемы были приняты запасы категории В+С₁ в полном объеме и 50% запасов категории С₂ равные 1926 тыс.т. В целом по горизонту ЮС1 геологические запасы составили 16704 тыс.т. Запасы нефти, подсчитанные по геологической модели горизонта ЮС1 Грибного месторождения, составляют 16218тыс.т. [4].

Совместный анализ сейсмических материалов и результатов бурения дает определенное представление о геологическом строении Грибного месторождения. Эффективность бурения разведочных скважин на исследуемом участке в некоторых частях структуры не достаточно высокая. Центральный купол месторождения практически полностью разбурен разведочными и добывающими скважинами и детально разведан. В пределах центрального купола выделены и утверждены запасы категории В.

Зоны южного и восточного куполов бурением изучены недостаточно. На юге южного купола пробурена только одна разведочная скважина 175р, а на восточном куполе - три разведочные скважины (144р, 145р и 38р).

На Грибном месторождении вскрыта единственная нефтяная залежь в юрских отложениях васюганской свиты ЮС1 пласты ЮС1а и ЮС1б, пласт ЮС1в полностью водоносен. Водонефтяной контакт принят по данным ГИС и результатам бурения скважин. Степень изученности васюганских отложений крупной залежи Ю1 (пласты ЮС1а и ЮС1б) разведочным бурением составляет 55%.

С целью детализации геологического строения крупной залежи Ю1 (пласты ЮС1а и ЮС1б) зоны распространения коллекторов, ВНК и перевода запасов углеводородов в промышленные категории С₁ необходимо доразведать восточную часть крупного поднятия Грибного месторождения.

Для повышения достоверности категоричности запасов и перевода запасов категории C_2 в промышленную категорию C_1 , рекомендуется бурение одной разведочной скважины на Грибном месторождении.

Разведочную скважину №1Р рекомендуется заложить на восточном поднятии залежей в 1,2 км западнее скважины №145р, с проектной глубиной 2780м, проектным горизонтом – васюганская свита.

Цель бурения скважины подтверждение продуктивности в пределах восточного поднятия залежей пластов ЮС_{1а} и ЮС_{1б} и перевод запасов из категории C_2 в C_1 .

Первоочередными задачами доразведки в пределах Грибного месторождения являются [2,3]:

- уточнение подсчетных параметров, физико-химических свойств пластовых флюидов и обоснование добывных возможностей выявленных залежей;

- исследование гидродинамической связи залежей с законтурной областью;

- изучение характеристик продуктивных пластов, определяющих выбор методов воздействия на залежь и призабойную зону с целью повышения коэффициентов извлечения;

- доразведка залежей (пласты ЮС_{1а} и ЮС_{1б}) и перевод запасов нефти в промышленные категории.

В процессе бурения скважины предполагается проведение комплекса геолого-геофизических исследований: ГИС (СК, БК, РК (ГК+НГК), АК, ДС, ИС, БКЗ, резистивиметрия, ИК, МК, БМК, ГГК-П); ГТИ; отбор керн в интервалах: 1645-1660м, 1785-1795м, 1820-1830м, 1845-1855м, 2030-2040м, 2060-2070м, 2100-2120м; отбор шлама в процессе бурения рекомендуется проводить через 5 метров проходки, а в интервалах отбора керн - через 1 метр; опробование и испытание продуктивных горизонтов; гидродинамические и лабораторные исследования (отобранного керн, шлама, флюидов) [4,5,6,7,8].

Заключение

Грибное месторождение, несмотря на общую высокую степень геолого-геофизической изученности, характеризуется наличием отдельных неисследованных или исследованных недостаточно участков, включающих как недоизученные участки известных залежей, подсчет запасов которых выполнен по категории C_2 , так и неразбуренные, но подготовленные к бурению перспективные поднятия.

С целью изучения строения крупной залежи Ю1 (пласты ЮС_{1а} и ЮС_{1б}) зоны распространения коллекторов, ВНК и перевода запасов в промышленные категории C_1 рекомендуется заложить разведочную скважину №1Р с проектной глубиной 2780 м и проектным горизонтом – васюганская свита. В процессе бурения скважины рекомендуется проведение комплекса геолого-геофизических исследований, включающих отбор керна и шлама, геофизические и геохимические исследования скважин (ГИС), опробование и испытание перспективных горизонтов, лабораторные исследования.

Материалы полученные в результате рекомендуемых работ позволят также уточнить геологические модели строения продуктивных горизонтов Грибного месторождения, что даст возможность более обосновано продолжать в дальнейшем эксплуатационное бурение.

Список использованных источников

1. Шпильман В.И. Пояснительная записка к тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты, Тюмень, 1999.
2. Габриэлянц Г.А., Пороскун и др. «Методика поисков и разведки залежей нефти и газа» – М.: Недра, 1985..
3. Мухин В. М. Стадийность и основы методики поисков и разведки месторождений нефти и газа. Изд-во «Саратовского Университета», 2008.
4. Методические указания по оптимизации условий отбора керн и количества учитываемых образцов, Москва, 1983.
5. Геофизические методы поисков и разведки – Л.: Недра, 1982. – 304 с.01. – М., 2002.
6. Лукьянов Э.Е. Геолого-технологические и геофизические исследования в процессе бурения. Новосибирск, 2009.
7. Правила проведения испытаний и опробований в нефтяных и газовых скважинах. М.: ГЕРС, 1999.
8. Обязательный комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений. ОНТИ ВНИИ, 1980.