

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
ДАНЕНБЕРГОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса группы 551
специальности 21.05.02 – прикладная геология
геологического факультета
Сапрыкина Артема Вадимовича

Научный руководитель
кандидат геол.-мин.наук, доцент _____ Л.А.Коробова

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

Саратов 2019

Введение

В последние годы в стране наблюдается ухудшение состояния сырьевой базы в нефтяном комплексе. Оно ведет к резкому увеличению себестоимости добычи нефти. Одной из самых серьезных проблем на сегодня является недостаточное воспроизводство минерально-сырьевой базы, то есть отставание открытия новых месторождений углеводородов от нарастающих объемов добычи УВ. В последние годы в России не ведутся масштабные геологоразведочные работы на перспективных площадях. И как следствие – небольшое количество открытий новых месторождений с существенными запасами углеводородов.

Одним из месторождений, которое позволит прирастить запасы УВ в процессе разведки является Даненберговское месторождение. Оно обладает сложным строением (многозалежное) и является слабо изученным в геологическом отношении.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки Даненберговского месторождения.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

- 1- Сбор, систематизация и обобщение фактического материала фондовых источников, где рассматриваются вопросы геологического строения и нефтегазоносности месторождения;
- 2- Корректировка структурных построений;
- 3- Анализ геологического строения, нефтегазоносности;
- 4- Выработка рекомендаций по доразведке залежей верхнеюрских и нижнемеловых отложений;
- 5- Расчет прироста запасов УВ в радиусе дренажа рекомендуемой скважины по продуктивным пластам.

Работа основана на анализе, систематизации, обобщении фактического материала (материалы сейсморазведки, результаты бурения и испытания поисковых скважин как на участке, так и на соседних площадях), и фондовых

источников, в которых рассматриваются вопросы геологического строения и нефтегазоносности района расположения.

Даненберговское нефтяное месторождение в административном отношении расположено в Александровском районе Томской области, и находится в юго-восточной части Западно-Сибирской НГП.

Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 45 страниц текста, 3 рисунка, 4 таблицы, 7 графических приложений. Список использованных источников включает 10 наименований.

Основное содержание работы

Геолого-геофизическое изучение территории Даненберговского месторождения было начато в 40-50-е годы прошлого столетия проведением региональных геологической, аэромагнитной и гравиметрической съёмок. С 1960 г. после получения общих геологических сведений о районе было начато планомерное изучение территории методами сейсморазведки. В 1981-1982 гг. территория месторождения была покрыта высокоточной аэромагнитной съёмкой. Глубоким бурением территория изучена слабо и неравномерно: к настоящему времени пробурено 26 скважин на 11 структурах (4 скважины в пределах Даненберговского месторождения) [1].

К 1986 году данная структура детализирована и подготовлена к бурению. Далее, к 1991 году были пробурены скважины №№ 4П и 5П, являющиеся первооткрывателями Даненберговского месторождения. В 2001-2002 гг. проводились поисково-детальные сейсморазведочные работы и тем самым Южно-Александровская структура была подготовлена к проведению разведочных работ. В 2004 году пробурена скважина № 6Р Южно-Александровская, в результате чего выявлена нефтенасыщенность пластов А₆, Б₀, Б₁₆₋₂₀ мелового возраста и пласта Ю₁¹⁻² юрского возраста. В 2008 году составлен проект пробной эксплуатации Даненберговского месторождения, а в 2010 году бурение поисково-оценочной скважины № 7П позволило установить новые нефтяные залежи в пластах: ПК₁₇, А₄¹, А₅², А₅³, А₅⁴, Б₃[2].

Таким образом, Южно-Александровская структура, в пределах которой расположено Даненберговского месторождения, можно охарактеризовать как территорию с достаточно высокой степенью изученности. Однако бурением участок изучен неравномерно: значительная часть скважин пробурена в северной части, южная часть месторождения бурением изучена слабо.

В геологическом строении описываемого района принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные породы палеозойского складчатого фундамента. Отложения чехла залегают на денудированной и выветрелой поверхности палеозоя несогласно, со стратиграфическим перерывом [3].

Палеозойские образования на территории Даненберговского месторождения вскрыты одной скважиной №4П. По данным бурения литологически породы представлены светло-серыми, песчаниками, темно-серыми, до черных, аргиллитами, известняками светло-серого до белого цвета, крепкими. Вскрытая мощность отложений составляет 40 м.

Мезозойская эратема включает в себя отложения юрской и меловой систем. Юрские отложения с резким угловым и стратиграфическим несогласием залегают на образованиях фундамента Юрская система представлена средним и верхним отделами карбонатно-глинисто-терригенного состава, мощность отложений 244 м. Меловая система в составе платформенных отложений является наиболее полной и мощной. В описываемом районе ее мощность составляет около 1500 м, включает нижний и верхний отделы, сложенные морскими, прибрежно-морскими и континентальными отложениями [4].

Кайнозойская эратема включает в себя отложения палеогеновой и четвертичной систем, глинисто-терригенного состава, общей мощностью 315 м.

Таким образом, литологический разрез Даненберговского месторождения представлен преимущественно терригенными породами,

лишь в разрезе складчатого основания, который вскрыт скважиной № 4П (палеозойские образования) выявлены метаморфизированные карбонатные породы и сланцы. Особенностью разреза является то, что разрез характеризуется невыдержанностью пород-коллекторов как по площади, так и по разрезу. Формирование осадочного чехла происходило как в морских, прибрежно-морских, так и в континентальных условиях, что говорит о фациально-палеогеографической изменчивости условий осадконакопления

В тектоническом отношении район исследования расположен в пределах южной части Центрально–Западно-Сибирской складчатой системы герцинского возраста. Система занимает всю центральную часть Западно-Сибирской плиты, пересекая ее с юга на север. Закладывалась она в силуре или начале девона на байкальском и салаирском складчатом основании. Доюрский комплекс отложений служит фундаментом для мезозойско-кайнозойского чехла. В результате унаследованных движений структурно-формационных зон фундамента в мезозое-кайнозое были сформированы консидемтационные структуры платформенного чехла [5].

Даненбергское месторождение нефти приурочено к Южно-Александровской локальной структуре IV порядка, которая находится в южной части Западно-Александровского выступа.

По структурной поверхности кровли пласта Ю₁¹⁻² Южно-Александровская структура представляет вытянутую в меридиональном направлении антиклинальную складку, в северной части осложненную небольшими куполами. Складка осложняет зону моноклиального погружения в сторону Колтогорского мегапрогиба. В связи с этим ее западное крыло погружается более интенсивно, чем восточное. Оконтурена складка изогипсой минус 2420 м. Собственно Южно-Александровское локальное поднятие имеет максимальную ширину и длину соответственно 5 км и 8.5 км, а амплитуду 40 м.

На уровне кровли пласта Б₀ Южно-Александровское поднятие приобретает более изометричные формы. Структура имеет максимальную ширину и длину

соответственно 4,6 км и 6 км. Площадь ее по изогипсе минус 1900 м составляет 27,6 км², амплитуда остается прежней – 40 м.

По структурной поверхности кровли пласта Б₃ южная часть структуры вытягивается в меридиональном направлении, а северная – в широтном. Размеры структуры по изогипсе минус 2020 составляют по длине и ширине соответственно 5,1 км и 7,7 км, с амплитудой 40 м.

По кровле пласта ПК₁₇ структура имеет более сложное строение. Характеризуется тем, что состоит из двух самостоятельных структур. Два локальных поднятия на юге в контуре изогипсы минус 1520 м образуют меридионально вытянутую структуру с максимальной амплитудой на юге 40 м, а на севере два других локальных поднятия вытянуты в широтном направлении и оконтурены изогипсой минус 1500 м. Размеры южной самостоятельной структуры 5,2х1,6 км, северной – 4,5х2,6 км, амплитуда 30 м.

Таким образом, Даненбергское месторождение в тектоническом плане приурочено к Южно-Александровской структуре IV порядка, которая в свою очередь входит в состав Александровского свода (структура I порядка).. Развитие структуры происходило унаследовано. В разрезе структура прослеживается от юрских (пласт Ю₁¹⁻²) до меловых отложений (пласт ПК₁₇). Даненбергское месторождение расположено, согласно принятой схеме районирования, в Александровском нефтегазоносном районе, в Васюганской нефтегазоносной области, в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в непосредственной близости от крупных разрабатываемых месторождений нефти и газа, таких как Северное, Вахское, Приграничное, Григорьевское. Промышленная нефтеносность месторождений Александровского свода установлена в широком диапазоне от юрских до меловых отложений. Наиболее крупными запасами Даненбергского месторождения по категориям запасов С₁ и, в особенности, С₂ обладают залежи пластов ПК₁₇, Б₀, Б₃, Б₁₆₋₂₀, Ю₁₋₂ [7].

Пласт ПК₁₇. Нефтегазоносность пласта ПК₁₇ выявлена в пробуренной в 2010 году скважине №7П в интервале 1564,4-1579,2 м (а.о. минус 1501,7-минус 1516,5 м). В пласте ПК₁₇ выявлены две залежи – район скважины №7П

и район скважин №№5П и 6Р. При испытании пласта ПК₁₇ в скважине №7П из интервала 1574,7-1576,7 м (а.о. минус 1512 - минус 1514 м) был получен промышленный приток нефти дебитом 40 м³/сут на 8 мм штуцере и газа - 27 тыс. м³/сут на шайбе 15,8 мм.

Залежь пласта ПК₁₇ в районе скважины №7П пластовая, сводовая. Размер залежи 5,1x1,6 км, высота залежи 30 м, эффективная толщина составляет 8,2 м, средневзвешенная нефтенасыщенная – 5,7 м. ВНК принят условно по замыкающей изогипсе минус 1520 м.

Залежь пласта ПК₁₇ в районе скважин №№5П и 6Р пластовая, сводовая. Размер залежи 3,7x2,2 км, высота залежи 11 м, средняя эффективная толщина составляет 10,8 м, средневзвешенная нефтенасыщенная – 3,2 м. Условный водонефтяной контакт принят по подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка в скважине №6Р на а.о. минус 1487 м.

Пласт Б₀. Нефтеносность пласта Б₀ выявлена в результате опробования скважины №6Р, пробуренной в 2004 году, был получен промышленный приток нефти дебитом 37 м³/сут на 8 мм штуцере. Продуктивные отложения пласта Б₀ вскрыты всеми скважинами. Скважины №№5П, 6Р, и 7П находятся в нефтяной зоне пласта, скважина №4П – в водяной зоне.

Залежь пласта Б₀ пластовая, сводовая, размер залежи 7,6 x 5,0 км, высота залежи 32 м. Эффективные толщины изменяются от 3,7 (район скважины №7П) до 6,6 (скважина №5П) метров, средняя эффективная толщина составляет 5,3 м, средневзвешенная нефтенасыщенная – 5,0 м.

Водонефтяной контакт по залежи не определен и принят условно по изогипсе -1900 м, как середина расстояния между подошвой нефтеносного пласта в скважине №6Р и кровлей водоносного пласта по скважине №4П.

Пласт Б₃. Нефтеносность пласта выявлена в результате опробования скважины №7П пробуренной в 2010 году. Продуктивные отложения пласта Б₃ вскрыты всеми скважинами, которые расположены в нефтенасыщенной части пласта.

Пласт испытан в интервале 2074-2076 м, из которого был получен приток нефти. На 8 мм штуцере дебит нефти составил 43 м³/сут и пластовой воды 27 м³/сут (42 %).

Залежь пласта Б₃ пластовая, сводовая, размер залежи 7,6 х 5,0 км, высота залежи 55 м. Эффективные толщины изменяются от 4,8 (район скважины №7П) до 6,4 (скважина №4П) метров, средняя эффективная толщина составляет 5,6 м, средневзвешенная нефтенасыщенная – 4,6 м.

ВНК принят условно по подошве нефтеносного пласта в скважине №7П на абсолютной отметке минус 2016 м

Пласт Б₁₆₋₂₀. При испытании скважины №6Р в эксплуатационной колонне в интервале 2358 - 2361 м получен приток нефти дебитом 1,55 м³/сут на среднединамическом уровне 2103 м, проницаемость пласта составила – 0,438 мД. Пласт вскрыт четырьмя скважинами, одна из которых за контуром (скважина №5П).

Размеры залежи 9,0х1,8 км, высота 25 м. В связи с клиноформным строением отложений пласта установленные зоны распространения нефтенасыщенного коллектора являются условными, из-за недостаточности фактической информации. Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,8 м. Коэффициент пористости 0,13 доли ед. принят по образцам керна скважин №№4П, 6Р, отобранным из проницаемых частей по ПГИ.

Пласт Ю₁¹⁻². Пласт представлен песчаниками серыми с желтоватыми и коричневатými оттенками, тонко-мелкозернистыми, средне и крепко сцементированными, с вертикальными трещинами, заполненными кальцитом и прослоями карбонатизированными (до 45%), участками с выпотами и запахом нефти.

При испытании пласта в скважине №6Р в интервале 2432 - 2437 м получен промышленный приток нефти дебитом 35,5 м³/сут на среднединамическом уровне 1770 м. По скважине №4П при испытании пласта Ю₁¹⁻² с применением «эрлифта» был достигнут дебит нефти 27 м³/сут.

Залежь охарактеризована значительным керновым материалом, по результатам бурения скважинам №№4П, 6Р и 7П (по скважине №5П) керн некондиционный. Залежь пластовая, сводовая и имеет размеры 9,7х4,9 км вытянутая с севера на юг, высота залежи 40 м, средняя эффективная толщина составляет 9,2 м, средневзвешенная нефтенасыщенная – 5,8 м.

Исходя из результатов подсчета запасов для всех выявленных залежей Даненберговского месторождения можно сделать вывод о том, что суммарные запасы Даненберговского месторождения на 01.01.2013 г. составляют по категориям C_1 и C_2 :

- геологические – **30 млн.т** и **1849**млн. м³,
- извлекаемые – **10 млн.т** и **603** млн. м³.

В итоге Даненберговское месторождения по величине извлекаемых запасов относится к группе средних.

Даненберговское месторождение, как было сказано выше, не разведано и крайне слабо изучено, полученные сведения оказались достаточными только для оперативного подсчета запасов с большой долей условности. Слабо изучено распространение, нефтеносность и неоднородность геолого-физических свойств по площади пластов-коллекторов. Всего в пределах Даненберговского месторождения пробурено четыре скважины №№ 4П, 5П, 6Р, 7П и они расположены неравномерно. Границы ВНК в основном проведены условно. Водонефтяной контакт установлен только для залежи пласта Ю₁¹⁻² в скважинах №№6Р и 7П. Низкую изученность месторождения отображает соотношение категорий запасов $C_1:C_2$ – составляют 26:74 %

На основании изложенных данных, центральная часть Даненберговского месторождения является наиболее обоснованной (первоочередной) для заложения разведочной скважины с целью уточнения строения залежи пластов ПК₁₇, Б₀, Б₃, Ю₁¹⁻² и прироста запасов по категории C_1 .

Разведочную скважину № 8Р рекомендуется заложить в 1.5 км к северу от скважины № 7П.

Целевая задача скважины – подтверждение залежей в пластах ПК₁₇, Б₀, Б₃, Ю₁¹⁻², оценка их промышленной значимости, перевод из категории начальных извлекаемых запасов С₂ в С₁. Проектная глубина скважины – 2510 метров; проектный горизонт –нижневасюганская подсвета.

При бурении скважины № 8Р предполагается решить следующие основные задачи [8].

- 1) 1) Подтверждение залежей углеводородов;
- 2) Изучение геологического строения разреза, преимущественно, продуктивных пластов;
- 3) Выявление в разрезе нефтегазоносных пластов, коллекторов и покрышек, а также определение их параметров;
- 4) Изучение литологии, ФЕС пород-коллекторов и других параметров;
- 5) Испытание и опробование перспективных пластов ПК₁₇, Б₀, Б₃, Ю₁¹⁻²;
- 6) Предварительная геолого-экономическая оценка выявленных залежей;
- 7) Подсчет прироста запасов по категориям С₁.

Для достижения выше поставленных целей в процессе бурения скважины планируется провести отбор керна и шлама, комплекс геофизических и геолого-технических исследований, опробование и испытание перспективных интервалов разреза, лабораторные (минералого-петрографические и др.) исследования керна [9,10].

По итогам проведения рекомендованных разведочных работ планируется подтвердить нефтеносность пластов ПК₁₇, Б₀, Б₃, Б₁₆₋₂₀, Ю₁¹⁻², уточнить подсчетные параметры. В случае получения промышленных притоков прирастить запасы категории С₁ в радиусе дренирования рекомендованной скважины. Подсчет прироста запасов нефти и растворенного газа был выполнен автором работы объёмным методом и составил суммарно:

- геологические –**5173**тыс.т и **336,9** млн. м³,
- извлекаемые - **1798** тыс.т и **126** млн. м³.

Заключение

На основании анализа структурных построений, результатов испытаний скважин №№ 4П, 5П, 6Р, 7П и соотношения запасов промышленных категорий C_1 по каждой выявленной залежи сделаны выводы о недостаточной изученности залежей Даненберговского месторождения. В связи с этим рекомендуется продолжение разведочного бурения.

В процессе изучения месторождения автором были введены корректировки в построения структурных карт, профильного разреза по линии скважин 4П-6Р-8Р-7П Даненберговского месторождения, выполнен расчет прироста запасов категории C_1 в радиусе дренирования рекомендуемой разведочной скважины 8Р.

С целью доразведки залежей продуктивных пластов ПК₁₇, Б₀, Б₃, Б₁₆₋₂₀, Ю₁¹⁻² рекомендуется заложение скважины № 8Р с проектной глубиной 2510 м, с проектным горизонтом - нижневасюганская подсвета..

В рекомендуемой скважине предполагается провести ряд геолого-технических исследований: ГИС, ГТИ, отбор керна и шлама, опробования и испытания пластов и др. Выполнение предложенного комплекса работ позволит подтвердить или опровергнуть нефтеносность в пластах ПК₁₇, Б₀, Б₃, Б₁₆₋₂₀, Ю₁¹⁻², а также оценить их промышленную значимость.

В случае получения промышленных притоков УВ в рекомендуемой разведочной скважине 8Р запасы залежей продуктивных пластов ПК₁₇, Б₀, Б₃, Б₁₆₋₂₀, Ю₁¹⁻² будут уточнены. Все это позволит приростить запасы углеводородов категории C_1 на Даненберговском месторождении.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Конторович В.А. Отчёт по договору № 400-101 сейсморазведочной партии 34/2002-2003 о проведении поисково-детальных сейсморазведочных работах МОГТ на Куль-Ёганском лицензионном участке институтом геологии нефти и газа СО РАН, 2002 г.
2. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Даненберговского месторождения Договор ПР954 ОАО «Томскнефть»

- на территории Томской области”. Фонды ОАО “ТомскНИПИнефть ВНК”, отв. исп. Трушкин В.В., Томск, 2013 г.
3. Шурыгин Б. Н. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юра. – Новосибирск: из-во СО РАН филиал «ГЕО», 2000 г.
 4. Методические указания по выделению коллекторов и по количественной интерпретации материалов геофизических исследований в глубоких поисково-разведочных скважинах на нефть и газ Томской области (юрские отложения), Фонды ПГО “Томскнефтегазгеология”, отв. исп. Грицюк Б.П., 1989 г.
 5. Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975 г. – 680 с.
 6. Конторович В.А. Словарь по геологии нефти и газа. – Л.: Недра, 1988 г. – 679 с.
 7. Отчёт по теме Анализ сырьевой базы, оперативный подсчет запасов и ресурсов нефти и газа в пределах лицензионных участков и блоков ОАО «Томскнефть» на территории Томской области. Фонды ОАО “ТомскНИПИнефть ВНК”, отв. исп. Трушкин В.В., Томск, 2002 г.
 8. Временное положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ, Москва, 2001 г.
 9. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования. ГОСТ Р 53709-2009 – М., 2010 г.
 10. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01. – М., 2002 г.