

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 Курган-Амурского нефтяного
месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 6 курса 611 группы

специальности 21.05.02 прикладная геология

геологического факультета заочной формы обучения

Гоннова Алексея Владимировича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин.наук, доцент

Н.Ю.Зозырев

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин.наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2023 год

Введение

Целью дипломной работы является изучение геологического строения, нефтеносности и обоснование доразведки Курган-Амурского нефтяного месторождения.

В работе представлены следующие графические материалы: сводный геолого-геофизический разрез Курган-Амурского месторождения; структурные карты по кровле коллекторов продуктивных пластов; карты равных эффективных нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов; геологические профили по линиям скважин; карта совмещенных контуров продуктивных объектов Курган-Амурского месторождения.

Работа содержит следующие главы: введение; история геологического изучения; литолого-стратиграфическая характеристика; тектоника; нефтегазоносность; гидрогеологические условия месторождения; обоснование доразведки месторождения; заключение; список рисунков; список приложений; список использованных источников.

Научная новизна работы заключается в обосновании местоположения бурения разведочных скважин на пласт K_1-Ia в северо-восточной части Курган-Амурского нефтяного месторождения.

Основное содержание работы

Объектом исследования в данной работе является Курган-Амурское нефтяное месторождение, которое в административном отношении расположено в Нефтекумском районе Ставропольского края в 31 км к западу от г. Нефтекумска. Курган-Амурское месторождение было открыто в 1964 г. в результате бурения разведочной скважины 1.

Опытно-промышленная эксплуатация Курган-Амурского нефтяного месторождения начата в 1969г. вводом двух разведочных скважин - 1 и 5 на залежь нефти Ia пласта альбского яруса нижнего мела. Всего на месторождении пробурено 50 скважин: 19 поисково-разведочных и 31 эксплуатационная. По состоянию на 01.01.2021 г. фонд скважин на месторождении составляет 37

единиц, в том числе: в нефтяном фонде 23 скважины и в нагнетательном фонде 14 скважин.

Литолого-стратиграфическая характеристика. Скважинами, пробуренными на месторождении, вскрыт осадочный чехол, сложенный отложениями палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста.

Мезозойская эратема. Представлена отложениями триасовой, юрской и меловой систем.

Триасовая система. Выделяется в объеме верхнего отдела, представленного Ногайской серией, Урожайненской свитой.

Ногайская серия. В пределах Курган-Амурского месторождения ногайская серия представлена толщей сланцев в кровле аспидные тёмно-серые до чёрных, прослоев песчаников, чёрных до тёмно-серых, сильнослюдистых, крепкоцементированных, чёрных, крепких аргиллитов и графитовых сланцев. Вскрытая толщина верхнетриасовых отложений изменяется от 24,0 до 324,0 м.

Юрская система. Представлена отложениями нижнего, среднего и верхнего отделов.

Нижний отдел. В его составе выделяются нерасчлененные отложения Тоарского и Плисбахского ярусов, которые угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают отложения Ногайской серии. Представлены аспидными сланцами, серыми, с прослоями чёрных углистых сланцев, в кровле отложения нижнего отдела представлены песчаниками серыми и тёмно-серыми, среднезернистыми. Общая мощность 56 м.

Средний отдел. В его составе выделяются нерасчлененные отложения батского, байоского и ааленского ярусов. Отложения среднего отдела представлены переслаиванием аргиллитов, сильноалевритистых, с прослоями гравелитов, алевролитов, кварцевых, слюдистых, песчаников серых и светло-серых, разномзернистых

Толщина среднеюрских отложений колеблется в пределах 9,5-129 м

Верхний отдел. С угловым и стратиграфическим несогласием залегает на породах среднего отдела, выделяется в объеме нерасчлененных оксфорд-кимериджского ярусов и титонского яруса.

Оксфорд-кимериджский нерасчлененный ярус. Представлен в нижней части оолитовыми серыми известняками, мощностью до 10-15 м. В средней части, аргиллиты тёмно-зелёные, слюдистые, крепкие, массивные, песчаники светло-серые, мелкозернистые, массивные, крепкие, с прослоями доломитов и завершает разрез слой песчаников светло-серых, разнозернистых, кварцевых.

Общая мощность оксфорд-кимериджских отложений 35 м.

Титонский ярус. Представлен в нижней части разреза известняками серыми, местами оолитовой структуры, плотными, крепкими. В верхней части разрез титонского яруса представлен песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, кварцевыми, слюдистыми, некарбонатными, крепкоцементированными.

Общая мощность верхнеюрских отложений 73 – 90 м.

К II пласту верхнеюрских оксфорд-кимериджских отложений приурочена нефтяная залежь.

Меловая система. Отложения мелового возраста подразделяются на два отдела – нижний и верхний. Нижний отдел. Отложения вскрыты всеми пробуренными скважинами. Выделяются в объеме бериасского, валанжин-готеривского, аптского и альбского ярусов

Берриасский ярус. Залегает несогласно на размытой поверхности юрских отложений. Представлен в верхней части известняками серыми оолитовыми, в нижней части разрез представлен аргиллитами зеленовато-серыми. Мощность 18 м. К пласту XIII бериасских отложений приурочена нефтяная залежь.

Нерасчлененный Валанжин-готеривский ярус. Сложен алевролитами серыми, кварцевыми, песчаниками мелкозернистыми, серыми. Мощность 44-45 м.

Баремский ярус. Представлен аргиллитами тёмно-серыми, слюдистыми и алевролитами светло-серыми. Мощность 30 м .

Аптский ярус. Сложен в нижней части аргиллитами тёмно-серыми и алевролитами светло-серыми. Средняя часть аптского яруса представлена песчаниками серыми до тёмно-серых. Завершает разрез аптского яруса переслаивание аргиллитов чёрных и алевролитов серых, местами тёмно-серых, кварцевых, слюдистых. Общая мощность аптских отложений составляет 218 – 248 м.

Альбский ярус. Сложен в нижней части песчаниками серыми, мелкозернистыми и алевролитами серыми, кварцевыми.

Средняя часть альбского яруса сложена песчаниками светло-серыми и серыми, мелкозернистыми, кварцевыми и алевролитами тёмно-серыми, почти чёрными, сильноглинистыми, плотными. Верхняя часть разреза альбского яруса представлена песчаниками серыми. Общая мощность альбского яруса 337-367 м. К пласту Ia альбского яруса приурочена нефтяная залежь.

Верхний отдел. Верхнемеловые отложения представлены коньякским, сантонским, кампанским и маастрихтским ярусами.

Турон-коньякский нерасчлененный ярус. Представлен известняками белыми плотными, трещиноватыми. Мощность 4-27 м.

Сантонский ярус. Сложен известняками светло-серыми, с прослоями зеленовато-серых карбонатных глин. Мощность 9-14 м.

Кампанский ярус. Разрез кампанского яруса начинается мергелями зеленовато-серыми, слабослюдистыми, плотными, далее в разрезе появляются известняки светло-серые, почти белые, плотные. Общая мощность кампанских отложений 80-93 м.

Маастрихтский ярус. Известняки светло-серые, почти белые, плотные. Мощность 70-85 м.

Кайнозойская эратема. Представлена отложениями палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

Палеоцен+эоцен. На размытой поверхности маастрихтских известняков залегает толща сильнокарбонатных, зеленовато-серых глин общей толщиной от 56,0 до 71,0 м. В её состав входят датский горизонт и черкесская свита.

Верхний эоцен. Кумско-керестинская и белоглинская свиты представлены, в основном, известняками коричневатого-серыми и бурыми.

Общая толщина 46,0–58,0 м.

Олигоцен и нижний миоцен. Породы хадумского горизонта представлены, в основном, глинами. Толщина горизонта изменяется от 51,5 до 68,0 м.

Майкопская серия литологически представлена мощной толщей однородных глин. Глины тёмно-серые. Общая толщина майкопских отложений в среднем составляет 1286,0–1377,5 м.

Средний и верхний миоцен выделяется в объёме чокракского, караганского, конкского горизонтов, нижнего и среднего отделов сарматского яруса

Все эти отложения представлены терригенными осадочными образованиями – чередованием песков, песчаников, глин и мергелей. Общая толщина их изменяется от 210,0 до 295,5 м.

Плиоцен. В составе плиоцена выделяются породы акчагыльского и апшеронского ярусов.

В *апшеронском ярусе* преобладают пески и песчаники. Для *акчагыльского яруса* характерен глинистый состав отложений. Суммарная толщина их составляет 645,0–765,5 м.

Система квартал. Современные отложения представлены лёссовидными суглинками, песчанистыми, часто ноздреватыми. Суммарная толщина их 43,0–84,0 м.

Тектоника. Курган-Амурское месторождение расположено в пределах Прикумской зоны поднятий Восточного Предкавказья.

Современный структурный план Прикумской зоны поднятий характеризуется сложным строением и резко выраженным структурным расчленением. Поверхность палеозойского фундамента имеет сильно расчленённый рельеф и

сложную историю развития. Это обусловило различный стратиграфический объём мезозойских отложений по площади и характер контакта с палеозойским фундаментом.

Структуры по особенностям своего строения группируются в зоны субширотного простирания.

Курган-Амурская локальная структура входит в Центральную или Озек-Суатскую структурную зону. Для этой зоны характерен наиболее интенсивный размыв юрских отложений, что обуславливает наличие стратиграфического и углового несогласия с вышележащими нижнемеловыми отложениями.

Нефтегазоносность. На Курган-Амурском месторождении в результате поисково-разведочного бурения, ГИС и опробования скважин установлена промышленная нефтеносность одного верхнеюрского пласта J₃-II и двух пластов нижнемеловых отложений: K₁-Ia, K₁-XIII.

Пласт J₃-II кимериджского яруса верхнеюрских отложений. Промышленная нефтеносность отложений установлена в апреле 1968 г., когда при опробовании скважины 16 из интервала перфорации были получены притоки безводной нефти. Залежь приурочена к небольшому поднятию, осложняющему северный купол. С юга залежь ограничена зоной выклинивания коллекторов. Горизонтальный водонефтяной контакт в залежи принят условным на абсолютной отметке минус 3444,0 м

В принятом контуре нефтеносности высота залежи составляет около 10 м, размеры 1,1×1,0 км. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина в пределах ЧНЗ 3,0 м, в ВНЗ - 2,4 м. Залежь пластовая, сводовая, частично литологически экранированная.

Пласт K₁-XIII берриасского яруса нижнемеловых отложений. Из трёх куполов поднятия Курган-Амурского промышленная нефтеносность установлена в пределах северного и западного куполов.

Первооткрывательницей является скважина 9, при опробовании которой из интервала 3389,0–3397,0 м в июле 1966 г. был получен приток нефти с содержанием воды до 16 %.

В разрезе XIII пласта выделяются два самостоятельных объекта подсчёта XIII-1 и XIII-2.

Пласт K₁-XIII-1 берриассского яруса нижнемеловых отложений. К отложениям верхнего прослоя XIII пласта приурочено две залежи. Залежь, вскрытая скважиной 19, контролируется небольшим поднятием, осложняющим западный купол. ВНК в залежи принят на абсолютной отметке минус 3348,0 м. При таком уровне ВНК размеры залежи составляют 1,0×0,5 км при высоте около 8 м. Максимальная эффективная нефтенасыщенная толщина залежи чуть более 6,0 м. Залежь пластовая, сводовая.

Вторая залежь в XIII-1 пласте вскрыта скважинами 9 и 10. По данным интерпретации ГИС верхний прослой XIII пласта имеет насыщение «Нефть» в скважине 9 и «Нефть с водой» в скважине 10. ВНК в залежи принят на абсолютной отметке минус 3366,5 м по подошве нефтенасыщенной части прослоя XIII-2. Эффективная нефтенасыщенная толщина верхнего прослоя XIII-1 в скважинах 9 и 10, соответственно, 4,4 м и 3,0 м. Высота залежи около 18,0 м, размеры в пределах верхнего подсчётного объекта XIII-1 составляют 2,6×1,4 км. Залежь пластовая, сводовая.

Пласт K₁-XIII-2. К нижнему подсчётному объекту XIII-2 приурочено также две залежи. Общая залежь, вскрытая скважинами 9 и 10, по XIII-2 пласту имеет меньшие размеры. Скважина 10 оказывается за контуром залежи в этом объекте. В принятом уровне ВНК минус 3366,5 м размеры залежи в пласте XIII-2 составляют 2,0×1,0 км, высота около 13,0 м. Прогнозируемая максимальная эффективная нефтенасыщенная толщина в куполе достигает 10,0 м. Залежь массивная, подстилаемая водой.

Еще одна залежь, приуроченная к нижнему подсчётному объекту, вскрыта скважинами 6 и 17. В скважине 6 средняя и нижняя части пласта XIII имеют насыщение по ГИС «Неясно»

В скважине 17 в колонне испытан нижний объект, нефтенасыщенный по ГИС. Получен приток нефти с дебитом 20,0 м³/сут.

Последние данные сейсморазведки позволяют утверждать, что скважинами 6 и 17 вскрыта небольшая по площади и высоте нефтяная залежь в нижнем подсчётном объекте XIII пласта. Залежь контролируется небольшой положительной структурой, осложняющей западный купол. ВНК в залежи принят на абсолютной отметке минус 3362,0 м. В принятом контуре нефтеносности размеры залежи составляют 1,1×0,8 км, высота 10,0 м. Залежь пластовая, сводовая.

Пласт K₁-Ia альбского яруса нижнемеловых отложений. В разрезе верхней части I пласта нижнемеловых отложений выделен продуктивный пласт Ia. Залежь нефти в отложениях Ia пласта установлена в пределах южного купола. Промышленный приток нефти получен из скважины 5 в мае 1966 г. из интервала 2711–2717 м.

Залежь нефти является основным объектом разработки на месторождении Курган-Амурского. В пределах залежи пробурены 38 скважин, из которых 6 поисково-разведочных.

Структурные карты по отражающему горизонту 1K₁ указывают на наличие ещё одной положительной структуры восточнее южного купола. Обе структуры объединяются по изогипсе минус 2690,0 м. Седловина между двумя куполами (южным и восточным) находится в центре треугольника скважин 11, 14, 40. Причём, скважины 11 и 14 относятся уже к восточной структуре. Учитывая, что ВНК в залежи принят на абсолютной отметке минус 2687,0 м, есть все основания полагать, что залежь не ограничена южным куполом, а распространяется и в пределы восточной структуры.

Высота залежи в разбуренной части составляет 17,0 м, а в пределах восточного купола 10,0-12,0 м. Длина залежи с учётом восточной части в принятом контуре нефтеносности составляет около 9,2 км, максимальная ширина в разбуренной части 3,5 км, в восточной – 3,0 км. Наибольшие эффективные нефтенасыщенные толщины пласта в эксплуатируемой части залежи 8,0 м, в неразрабатываемой части прогнозируются до 9,0 м. Тип залежи - пластовая, сводовая.

Результаты первичных анализов пластовых флюидов и газа позволили определить начальное фазовое состояние пластовых систем и получить достоверную информацию для подсчёта начальных запасов.

Залежь II пласта кимериджского яруса юрской системы. Согласно результатам исследования пластовая нефть залежи лёгкая с плотностью $675,0 \text{ кг/м}^3$ и вязкостью $1,03 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, давление насыщения нефти газом составляет $19,0 \text{ МПа}$. Начальная величина газосодержания равна $116,5 \text{ м}^3/\text{т}$.

Залежь XIII пласта берриасского яруса нижнего мела. По результатам исследования плотность нефти в пластовых условиях составляет $690,0 \text{ кг/м}^3$ и нефть относится к лёгким. Вязкость пластовой нефти в стандартных условиях равна $0,379 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и нефть характеризуется как незначительно вязкая. Пластовая нефть недонасыщена газом, давление насыщения нефти газом равно $13,2 \text{ МПа}$. Начальная величина газосодержания составляет $122,5 \text{ м}^3/\text{т}$. Объёмный коэффициент пластовой нефти равен $1,37$.

Нефть классифицируется как высокопарафинистая с содержанием парафина $23,05\%$, малосернистая (содержание серы $0,34\%$), малосмолистая (содержание смол силикагелевых $6,57\%$), асфальтенов содержится $1,45\%$.

Залежь Ia пласта альбского яруса нижнего мела. Согласно результатам исследования плотность пластовой нефти в среднем составляет $716,5 \text{ кг/м}^3$, то есть нефть относится к лёгким. Нефть характеризуется вязкостью $1,33 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и относится к маловязким. Нефть недонасыщена газом, давление насыщения нефти газом в среднем составляет $6,3 \text{ МПа}$; объёмный коэффициент равен $1,157$.

Величина начального газосодержания составляет 45,6 м³/т. Нефть классифицируется как парафинистая с содержанием парафина 5,92%, малосернистая (содержание серы 0,20 %), малосмолистая (содержание смол силикагелевых 16,18%), содержание асфальтенов составляет 4,75 %.

Обоснование доразведки месторождения. Несмотря на 40-летнюю историю разработки, геологическое строение месторождения остаётся недостаточно изученным. В целом месторождение находится на четвёртой стадии разработки. В эксплуатации осталось двадцать скважин работающих на пласт К₁-Ia, одна скважина на пласт К₁-XIII(1+2) и одна скважина на пласт J₃-II.

Обоснованием для проведения доразведки послужат результаты бурения скважин 51, 52 на пласт К₁-Ia в северо-восточной части Курган-Амурского нефтяного месторождения.

Проведение разведочного бурения на месторождении обусловлено перспективностью в отношении нефтеносности. Основными критериями в пользу проведения разведочного бурения служат сохранение куполовидного строения большей части разреза, схожесть геологического строения и литологии с соседними продуктивными площадями и главное - подтвержденная нефтегазоносность центральной части территории.

Доразведку пласта К₁-Ia предлагается проводить разведочными скважинами 51, 52, 64. Скважины 51 и 52 закладываются в наилучших структурных условиях (в сводовых частях структуры), скважина 64 проектируется для выявления ВНК.

По аналогии бурения скважин на пласт К₁-Ia в западной части структуры абсолютные отметки забоя разведочных скважин проектируются в интервалах от - 2690,0 до - 3000м.

В проектируемых скважинах 51, 52 и 64 рекомендуется проведение полного комплекса геофизических исследований для уточнения литологического состава, строения, оценка характера насыщения вскрываемого разреза в процессе бурения пластоиспытателем на трубах, для выделения интервалов, насыщенных флюидами.

Необходимо проводить отбор кернa в интервалах разреза, представляющих интерес в нефтегазовом отношении. Вынос кернa проектируется не менее 60 %

Заключение

Месторождение Курган-Амурское открыто в 1964 г. в результате бурения скважины 1. В опытно-промышленную эксплуатацию месторождение вступило в 1969 г. вводом в эксплуатацию первых двух разведочных скважин 1 и 5. По сложности геологического строения, условиям залегания и выдержанности продуктивных пластов-коллекторов относится к простым, связанным с ненарушенными структурами.

В результате поисково-разведочного бурения, ГИС и опробования скважин промышленная нефтеносность установлена в отложениях II пласта кимериджского яруса юрской системы, XIII пласта берриасского яруса нижнего мела (две залежи) и Ia пласта альбского яруса нижнего мела.

Всего на месторождении было пробурено 50 скважин, из которых 19 скважин пробурено разведочным бурением, остальные эксплуатационным.

Месторождение находится на завершающей стадии разработки. За весь период разработки накопленная добыча нефти по месторождению в целом по состоянию на 01.01.2021г. составила 4145,6 тыс.т, что соответствует 88,6% от НИЗ категории А+С₁. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,479.

Основным объектом разработки является залежь Ia пласта альбского яруса нижнего мела. До 1980 г. залежь разрабатывалась на естественном упруговодонапорном режиме, а в дальнейшем с целью поддержания пластового давления стали применять закачку. За время эксплуатации из залежи отобрано 95,3 % от начальных извлекаемых запасов нефти категории А+С₁. С начала разработки в пласт закачано 11,5 млн.м³ воды, накопленная компенсация отбора закачкой составляет 39,4 %, текущая компенсация равна 67,2 %.