

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 залежей пластов AC_{10} и AC_9^3 в
процессе эксплуатации Средне-Хулымского месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ К ДИПЛОМНОЙ РАБОТЕ

студента 4 курса, 412 группы
специальности: 21.05.02 «Прикладная геология»
заочного отделения
геологического факультета
Заречнова Николая Юрьевича

Научный руководитель
кандидат геол.-мин.наук, доцент

Л.А. Коробова

Зав. кафедрой
доктор геол.-мин.наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2019

Введение

На территории Западной Сибири открыто множество крупных месторождений и геологи вплотную подошли к завершающему этапу поисков углеводородов в крупных и традиционных структурах. Перспективы сегодня связывают с областью континентального шельфа в северных морях. Углеводородное сырье является одним из важнейших составляющих экономики нашей страны. В настоящее время все больше внимания стали уделять доразведке месторождений и выявлению более мелких, нетрадиционных структур и толщ, которые могут вмещать углеводороды.

Одними из таких объектов исследования является черкашинская толща Средне-Хулымского месторождения. В административном плане Средне-Хулымское месторождение относится к Надымскому району Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области России

Основное содержание работы

Средне-Хулымского месторождение открыто скважиной №52 в 1989 г. При испытании скв. № 52 Средне-Хулымской из интервала 2751-2762 м АС₁₂(АС₁₀) получен приток нефти дебитом 12,8 м³/сут и непромышленные притоки нефти и нефтепроявления получены в пластах АС₆, АС₉¹, АС₁₁.

На Средне-Хулымском месторождении доказана промышленная нефтеносность пласта АС₉³, и, начиная с 2001 г., на месторождении осуществляется добыча нефти из пластов АС₉³ и АС₁₀. Пласт АС₁₀ основной продуктивный пласт, в котором сосредоточены главные запасы месторождения.

Залежи нефти пластов АС₉³ и АС₁₀ на севере структуры не подтверждены бурением, запасы оценены по категории С₂.

Целью дипломной работы является обоснование доразведки залежей пластов АС₁₀ и АС₉³ в процессе эксплуатации Средне-Хулымского месторождения.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

1. Сбор геолого-геофизического материала, характеризующего

геологическое строение нефтеносность Средне-Хулымского месторождения;

2. Анализ собранного материала с целью обоснования недоизученности залежей пласта АС₁₀ и АС₉³;

3. Выработки рекомендаций на доразведку Средне-Хулымского месторождения.

Объем работы. Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 47 страниц текста, 2 рисунка, 2 таблицы, 6 графических приложений. Список использованных источников включает 19 наименований.

Геолого-геофизическая изученность территории. Первые сведения, характеризующие геологическое строение изучаемой площади, были получены в 1952–1960 гг. по результатам государственной геологической и гравиметрической съемок масштаба 1:1000000 и аэромагнитных съемок масштабов 1:1000000 и 1:200000.

Территория Средне-Хулымской площади изучена комплексом разных геолого-геофизических исследований: региональной геологической и структурно-геологической съемкой, грави-магнито-электроразведкой, структурным и глубоким бурением, сейсморазведкой МОВ и МОГТ [1].

По данным сейсморазведки в разные годы был выявлен целый ряд локальных поднятий и приподнятых участков, восемь из которых подготовлены к глубокому поисковому бурению: Лонгъюганское (совместно с Северо-Хулымским, Средне-Хулымским), Лакъюганское, Восточно-Лакъюганское, Северо-Лакъюганское и др. поднятия [2].

В дальнейшем на Средне-Хулымском месторождении доказана промышленная нефтеносность пластов АС₉³ и АС₁₀ [3].

Сеть профилей довольно неравномерная, а качество работ неравнозначное: северная часть участка охарактеризована лишь по результатам сейсморазведочных работ, отработанных методом МОВ (2002г.), в то время, как южная часть охарактеризована материалами, полученными в результате бурения и проведенных сейсморазведочных работ методом МОГТ сп 55/87-88, сп 51,55,62/88-89, сп 35,46/89-90 (2003-2004 гг.) и др.

Степень изученности Средне-Хулымского участка бурением в северной ее части очень низкая и крайне неравномерная. Большинство эксплуатационных скважин пробурены в центральной части южной структуры в пределах залежей пластов АС₉³ и АС₁₀ и ачимовской толщи.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза. В геологическом разрезе Средне-Хулымского месторождения выделяются три структурных этажа: нерасчлененный протерозой-палеозойский складчатый фундамент, триасовый тафрогенный (или промежуточный) этаж и юрско-четвертичный ортоплатформенный чехол. В районе месторождения ни одна скважина не вскрыла породы фундамента.

Резюмируя приведенные выше данные о строении разреза Лонгъюганского ЛУ, можно сказать, что построен он достаточно сложно, характеризуясь присутствием разнообразных литологических типов пород (терригенных, кремнистых, углистых и др.), а также различными фациальными типами отложений – от глубоководно-морских до континентальных.

Наибольший интерес с точки зрения развития пород-коллекторов и непроницаемых разделов представляет основной продуктивный комплекс на Средне-Хулымском месторождении черкашинская толща. Пласты-коллекторы представлены песчаниками, алевролитами и разделяющими их флюидоупоры-аргиллитами.

Тектоническое строение. В тектоническом отношении Средне-Хулымское месторождение расположено в той части Надымской мегавпадины, где линейно-вытянутые крупные структуры II порядка – Хулымская мезоседловина и ЗападноТанловский крупный прогиб - разделяют структуры I порядка - Западно-Ярудейскую впадину и Верхненадымскую моноклиналию [4].

Площадь исследований находится в регионе, характеризующемся развитием трёх структурно-тектонических этажей (ярусов). Нижний этаж сформирован эффузивными и интрузивными дислоцированными и метаморфизованными породами палеозоя. Промежуточный этаж представлен эффузивными и эффузивно-осадочными отложениями триаса, накопившимися

в крупных рифтовых прогибах и грабенах. Верхний платформенный структурный этаж представлен спокойно залегающими осадочными породами мезозойско-кайнозойского чехла.

Северная и центральная части Лонгъюганского ЛУ приурочены к Среднехулымскому валу (структура Ппорядка), осложняющего Хулымскую мегаседловину (структуру I порядка), южная часть – к Западно-Хулымскому структурному мысу (структура II порядка), осложняющего Верхнеказымскую мегаседловину[5].

С юго-востока к Хулымской седловине на исследуемую площадь заходит глубокая Танловская впадина, а с запада – Ай-Хулымский прогиб, являющийся структурой II порядка, осложняющего Надымскую впадину. Северная часть на востоке переходит в неглубокую седловину, отделяющую Среднехулымский вал от Марьинского.

В пределах Лонгъюганского ЛУ выделяется целая серия локальных поднятий (Средне-Хулымское, Ново-Хулымское, Северо-Хулымское, Лакъюганское и др.), имеющих меридиональное простирание, приуроченных к Среднехулымскому валу, и Северо-Хулымское (ХМ), Восточно-Хулымское и Безымянное субмеридионального и северо-западного простирания, приуроченных к Западно-Хулымскому структурному мысу.

Месторождение приурочено к Среднехулымской крупной брахиантиклинали, осложняющей одноименный малый вал, и Южно-Хулымскому локальному поднятию, расположенному в центральной части Западно-Хулымского структурного мыса (структуры II и III порядков). Северо-западная и юго-восточная периферийные зоны лицензионного участка выходят за пределы Хулымской мезоседловины и соответствуют юго-восточному борту Западно-Ярудейской впадины (Айхулымский малый прогиб) и западному борту Западно-Танловского крупного прогиба (Среднелевохеттинская малая котловина).

Структура по кровле пласта АС₁₀ представляет собой вытянутую брахиантиклиналь осложненную тремя вытянутыми вершинами в северной,

центральной и южной частях структуры. Ее размеры по изогипсе -2650м 19,25x5,72км с амплитудой до 30 м. В восточной части структуры в районе скважин №№52, 54, 59, 316 зона отсутствия пласта.

Структура по кровле пласта АС₉³ представляет собой вытянутую брахиантиклиналь осложненную двумя вытянутыми вершинами в северной и южной частях структуры. Ее размеры по изогипсе -2630м 19,0x5,8км с амплитудой до 30 м. В районе скважины 443 зона отсутствия пласта.

Структурно-тектоническое развитие рассматриваемой зоны имеет унаследованный характер, что выражается в сохранении структурных форм в целом с постепенным их нивелированием и выполаживанием крыльев складок по более молодым отложениям.

Залежи приурочены к ловушкам структурного типа осложненных литологическими экранами.

Нефтеносность. Средне-Хулымское месторождение расположено в Юильском нефтегазоносном районе Фроловской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Нефтегазоносность Средне-Хулымского участка связывается главным образом, со среднеюрским и неокомским нефтегазоносными комплексами.

Среднеюрский (тюменский) комплекс

По данным описания керна, поднятого при поисково-разведочном бурении на Средне-Хулымского месторождения, породы-коллекторы пластов Ю₂₋₈ тюменской свиты представлены в основном более или менее тонким переслаиванием коричневых, темно-серых и серых аргиллитов и серых, светло-серых тонко- и мелкозернистых песчаников и алевролитов чаще всего волнистой или пологоволнистой текстуры с прослоями и линзами угля.

На Средне-Хулымском месторождении непромышленные притоки нефти получены из пластов Ю₂(скв. №52), Ю₄ (скв. №54), дебиты составили, соответственно, 0,3 м³/сут, 0,6 м³/сут, 0,6 м³/сут и 0,43 м³/сут. При испытании пласта Ю₅-Ю₆ в скв. №52 получен приток нефти дебитом 1,5 м³/сут при динамическом уровне 1352 м.

Неокомский комплекс

Керном охарактеризованы только породы-коллекторы пластов АС₇₋₉, в литологическом отношении представленные переслаиванием песчаников светло-серых, кварц-полевошпатовых, мелкозернистых, слюдистых с подчиненными прослоями аргиллитов и включениями углистого детрита.

На Средне-Хулымском месторождении доказана нефтеносность среднеюрских, ачимовских и нижнемеловых отложений (продуктивные пласты Ю₂₋₃, Ю₄, Ю₅, АС₁₂, АС₁₁, АС₁₀, АС₉³, АС₉¹, АС₈). Следует отметить, что промышленно нефтеносными являются только пласты АС₁₀ и АС₉³.

Залежь нефти выявлена в пласте АС₁₂ после испытания пласта в скв. №52, когда был получен промышленный приток нефти дебитом 12,8 м³/сут при динамическом уровне 654 м.

Пласт АС₁₁ испытан в скв. №52, получен слабый приток нефти дебитом 0,13 м³/сут при динамическом уровне 1005 м. Эффективная толщина пласта составляет 1,2-6,4 м, нефтенасыщенная -2,8 м.

К пласту АС₁₀ приурочена одна нефтяная залежь, вытянутая в меридиональном направлении. Дебиты нефти составили от 1 м³/сут в скв. №579 до 176 м³/сут в скв. №334.

Отметка ВНК по подошве чисто нефтенасыщенных коллекторов верхней залежи пласта АС₁₀ отбивается в разведочной скв. №61 на уровне -2650,6 м, в эксплуатационных скв. №№ 573 и 567 ВНК отмечается на отметках -2649,2 м и -2650,5 м, соответственно.

В скв. №№576 и 585 пласт отсутствует, минимальная нефтенасыщенная толщина вскрыта скв. №579 и составляет 1,6 м, скв. №573 вскрыта максимальная нефтенасыщенная толщина пласта, равная 9,4 м. Залежь пласта АС₁₀ структурно-литологическая.

Залежи пласта АС₁₀₋₁₋₁ приурочены к Средне-Хулымским и Ново-Хулымским локальным поднятиям субмеридионального простирания, осложненным зонами замещения коллекторов пласта.

Северная залежь пласта АС₁₀₋₁₋₁ приурочена к линзе песчаника, в залежи

пробурено 23 скважины, в том числе бразведочных (№№ 50, 55, 57, 57бис, 61, 600) [6,7].

Промышленная нефтеносность коллекторов пласта подтверждается как результатами интерпретации ГИС, так и данными раздельного опробования. В пробуренных скважинах начальные дебиты жидкости составили от 33 м³/сут (скв. №575) при обводненности 6% до 85 м³/сут (скв. №600Р) при обводненности 10%.

Залежь пласта АС_{9,3} приурочена к положительной структуре субмеридионального простирания, осложненной Ново-Хулымским и Средне-Хулымским локальными поднятиями.

В восточной части границы залежи определены линией замещения коллекторов в скв. №№52Р, 54Р, 59Р.

Северная (р-н скв. 55Р) и южная (р-н скв. 57Р) части залежи изучены эксплуатационным бурением. В пределах залежи пробурено 39 скважин, в т.ч. 6 разведочных (скв. №№ 50Р, 55Р, 57Р, 57Рбис, 61Р, 600Р)[6,7].

Непосредственно ВНК (водораздел) залежи вскрыт только в скв. №576, в остальных скважинах в пределах залежи коллектора нефтенасыщены до подошвы. Учитывая гипсометрическое положение нефтенасыщенных коллекторов пласта, ВНК по залежи принят на отметке -2651 м.

Нефтенасыщенные толщины коллекторов в пределах залежи изменяются от 1,4 м в скв. 332 до 5,2 м в скв. №567.

Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная, контролируется с востока зоной глинизации пласта, с севера, запада и юга - водонефтяным контактом. Размеры ее 19,3 x 5,3(2,8) км, высота 32 км.

В настоящее время залежь эксплуатируется.

К пласту АС_{9,1} приурочены две залежи с разными уровнями водонефтяных контактов.

Наличие залежи в районе скв. №№50Р-52Р подтверждено полученным притоком нефти дебитом 0,13 м³/сут из скв. №52Р. Уровень условного водонефтяного контакта определен по подошве нефтяного коллектора на

абсолютной отметке 2587,5 в скв. №52Р с учетом данных опробования.

Эффективная нефтенасыщенная толщина, вскрытая скв. №50Р и №52Р составляет 2 м. Средневзвешенная по площади нефтенасыщенная толщина составляет 1,3м.

Залежь пластовая, литологически-ограниченная. С севера, с запада и юго-востока залежь ограничена линией замещения коллекторов пласта АС₉₋₁. Размеры залежи составляют: длина - 7 км, ширина - 0,82 км, высота залежи - 7,5м.

Южная залежь приурочена к Средне-Хулымскому локальному поднятию.

Северная и северо-западная части залежи изучены эксплуатационным бурением. В пределах залежи пробурено 15 скважин, в т.ч. 2 разведочные (скв. №№ 57Р, 57Рбис)[6,7].ВНК по залежи принят на отметке -2565 м.

Нефтенасыщенность определена только по данным ГИС. Нефтенасыщенные толщины коллекторов в пределах залежи изменяются от 0,6 м в скв. №310 до 7,4 м в скв. №348. Средневзвешенная по площади нефтенасыщенная толщина составляет 4,2 м.

Залежь пластовая, сводовая, размером 3,8 х 2,8 км, высота залежи составляет 12,5 м.

Запасы нефти залежи оценены по категории С₂.

В настоящее время залежи пласта АС₉₋₁ не эксплуатируются.

Пласт АС₈ испытан в скв. №72, дебит нефти составил 6,6 м³/сут при динамическом уровне 900 м. Эффективная толщина составила 3 м (скв. №72).

Особенности нефтеносности Средне-Хулымского месторождения показывают, что главные нефтяные залежи являются комплекс пластов АС₉₋₁₀, второстепенными залежами – ачимовские отложения и ниже-среднеюрские отложения (пласты Ю₂₋₃, Ю₅₋₆, Ю₁₀, Ю₁₁₋₁₂).

По залежам АС₉₋₃, АС₁₀ запасы оценены по категориям (геологические/извлекаемые) С₁ – 9845/2461тыс.т., С₂ – 36277/5361тыс.т. Северная часть структуры бурением слабоизучена и большая часть запасов оценена по категории С₂.

Обоснование доразведки залежей пластов АС₁₀ и АС₉³ в северной части Средне-Хулымского месторождения.

Основным материалом, использовавшимся для изучения геологического строения Средне-Хулымского месторождения, послужили данные бурения, геофизических исследований, как в пределах исследуемой территории, так и соседним площадям. Средне-Хулымское месторождение является многопластовым. Продуктивными являются среднеюрские, ачимовские и нижнемеловые отложения (пласты АС₈, АС₉¹, АС₉³, АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂, Ач₁, Ач₂ и Ач). Крупные промышленные залежи нефти на месторождении выявлены в пластах АС₉₋₃, АС₁₀₋₁₋₁ и АС₁₀₋₁. В пласте АС₉₋₁ залежь нефти непромышленного значения.

Объектом доразведки являются залежи пластов АС₉₋₃ и АС₁₀, выявленные в процессе бурения скважин на Средне-Хулымском месторождении. Северная часть месторождения не охвачена глубоким бурением, и запасы этой части по залежам пластов АС₉₋₃ и АС₁₀ оценены по категории С₂. Поэтому месторождение является недоизученным.

В связи с этим рекомендуется провести доразведку залежей пластов АС₉₋₃ и АС₁₀ в северной части Средне-Хулымского месторождения.

Основной целью разведочных работ в пределах Средне-Хулымского месторождения, являются уточнение строения залежей пластов АС₉₋₃ и АС₁₀, положения ВНК и контуров нефтеносности, подтверждение промышленной нефтеносности, получение дополнительной информации о подсчетных параметрах.

Для разведки залежей пластам АС₉₋₃ и АС₁₀ в северной части Средне-Хулымского поднятия предусматривается бурение одной разведочной скважины 1Р рекомендуется на северной вершине северной залежи в 3,45 км севернее скважины 569, с проектной глубиной 2860 м, проектный горизонт – нижнечеркашинская подсвита. Цель бурения скважины подтверждение продуктивности в пределах северной части залежей пластов АС₉₋₃ и АС₁₀ отложениях и перевод запасов в этих частях залежей из категории С₂ в С₁.

В скважине рекомендуется провести [8]:

- геофизические исследования скважин (акустический каротаж, гамма каротаж, боковой каротаж, инклинометрия, радиоактивный каротаж и т.д. с целью уточнения литологического состава и фильтрационно-емкостных параметров пластов);
- отбор керна, шлама, проб воды, нефти, газа и их лабораторное изучение для уточнения и оценки подсчетных параметров;
- опробование и испытание разведочной скважины;
- геохимические, гидрогеологические, гидродинамические и другие виды исследования скважин в процессе бурения, опробования и испытания.

Заключение

Средне-Хулымское месторождение является многопластовым. Продуктивными являются среднеюрские, ачимовские и нижнемеловые отложения (пласты АС₈, АС₉¹, АС₉³, АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂, Ач₁, Ач₂ и Ач). Крупные промышленные залежи нефти на месторождении выявлены в пластах АС₉₋₃, АС₁₀₋₁₋₁ и АС₁₀₋₁. В пласте АС₉₋₁ залежь нефти непромышленного значения.

Северная часть северной залежи по пластам АС₁₀ и АС₉³ бурением слабоизучена и большая часть запасов оценена по категории С₂.

С целью изучения строения залежей АС₉₋₃, АС₁₀, зоны распространения коллекторов, ВНК и перевода запасов в промышленные категории С₁ необходимо доразведать северную часть Средне-Хулымского месторождения.

Для решения задач, по доразведке рекомендуется заложение разведочной скважины №1Р с проектной глубиной 2860 м и проектным горизонтом – нижнечеркашинская подсвита, для подтверждения возможной нефтеносности пластов АС₉₋₃, АС₁₀ черкашинской свиты. Предложен комплекс геолого-геофизических методов сопровождения бурения: отбор керна, шлама, ГИС, ГТИ и др.

По результатам разведочного бурения, в случае получения промышленных притоков, будет произведена оценка запасов промышленных категорий,

определены типы выявленных залежей, их промышленная значимость, а также определено направление дальнейших работ на месторождении.

Список использованных источников

1. Димухаметов Р.Х. Геологические отчеты по НГДУ «РИТЭК Надымнефть». г.Надым 2000.
2. Выполнение геохимической съемки и комплексная интерпретация геохимической и сейсмической информации на Лонгъюганском лицензионном участке с целью оценки перспектив нефтегазоносности, выделение перспективных локальных объектов с элементами прогнозирования моделей залежей и выдачи рекомендаций по размещению поисковых и разведочных скважин. //(ЗАО научно-исследовательский центр «ЮГРАНЕФТЕГАЗ». Нижневартовск, 2002.
3. Отчет «Проект пробной эксплуатации первоочередного участка Средне-Хулымского нефтяного месторождения». / М., ОАО «РИТЭК», 2000.
4. Бочкарев В.С., «Пояснительная записка к тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты», Тюмень, 1990.
5. Нестеров И.И. Пояснительная записка к тектонической карте мезазой-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской антеклизы, Тюмень, 1984.
6. Романов Е.А. Отчет Комплексные лабораторные исследования керн разведочной скважины № 55 Средне-Хулымского месторождения. г.Тюмень, 2002.
7. Романов Е.А. Отчет Комплексные лабораторные исследования керн разведочной скважины № 57^{бис} Средне-Хулымского месторождения. г.Тюмень, 2003.
8. Методические указания по составлению геологических проектов глубокого бурения при геологоразведочных работах на нефть и газ. Москва, 1996.