

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ДОРАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ
ПЛАСТОВ АЧ₁ И АЧ₂¹ ПОТОЧНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студентки 5 курса 551 группы
специальности 21.05.02 – прикладная геология
геологического факультета
Шалапаевой Айсулу Вячеславовны

Научный руководитель
кандидат геол.-мин. н., доцент

_____ Л.А. Коробова

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

_____ А.Д. Коробов

Саратов 2016

Общая характеристика работы. В настоящее время основной нефтегазодобывающей провинцией России является Западно-Сибирская провинция. Основные крупные месторождения нефти и газа, в основном, выработаны, добыча УВ переходит в стадию падающей, поэтому для поддержания и наращивания добычи необходимо открытие новых, в основном, средних и мелких месторождений и доразведка старых.

Одним из перспективных объектов, где возможно увеличение промышленных запасов нефти за счет доразведки ранее открытых залежей является Поточное нефтяное месторождение, которое является объектом изучения. В административном отношении месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Поточное месторождение было открыто в 1974 году, в 1978 году началась его промышленная разработка. Залежи нефти выявлены в пластах: АВ₁³ алымской свиты, АВ₂, БВ₅ и БВ₆ ванденской свиты, БВ₈, БВ₉, БВ₁₀, Ач₁, Ач₂¹, Ач₂² и Ач₃ –мегионской свиты, ЮВ₀ и ЮВ₀¹ баженовской свиты и ЮВ₁¹ васюганской свиты.

Главной геологической особенностью разреза Поточного месторождения является широкое развитие, так называемого, аномального разреза баженовской свиты и ачимовской толщи [1].

В настоящее время со стороны геологических служб нефтегазодобывающих предприятий Западной Сибири большое внимание уделяется вопросам изучения геологического строения и нефтегазоносности ачимовских отложений, с которыми связывают большие надежды по наращиванию запасов УВ в Западной Сибири. Запасы залежей на Поточном месторождении оценены по категориям В, С₁ и С₂. Наибольшими объемами запасов, оцененных по категории С₂, характеризуются залежи пластов Ач₁ (20 %) и Ач₂¹ (25 %). Учитывая перспективность ачимовских отложений по наращиванию запасов УВ и необходимость детализации строения уже

выявленных залежей, но сложнопостроенных, объектами детального изучения в дипломной работе выбраны залежи пластов $Aч_1$ и $Aч_2^1$.

Цель и задачи работы.Целью работы является геологическое обоснование доразведки залежей пластов $Aч_1$ и $Aч_2^1$ в ачимовских отложениях Поточного месторождения. Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

1. Сбор и анализ геолого-геофизических материалов, характеризующих геологическое строение и нефтегазоносность Поточного месторождения;
2. Расчет приращенных запасов УВ в районе проектных скважин для залежей пластов $Aч_1$ и $Aч_2^1$;
3. Выработка рекомендаций на проведение разведочного бурения на Поточном месторождении.

Объем работы. Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 59 страниц текста, 3 рисунка, 3 таблицы, 11 графических приложений. Список использованных источников включает 16 наименований.

1 Геолого-геофизическая изученность месторождения. Детальное изучение геологического строения Поточного месторождения с проведением площадных сейсморазведочных работ началось с конца 50-х годов [2].

Поточное месторождение изучено детальными площадными сейсморазведочными работами МОГТ в модификации 3Д. Участки проведенных работ 3Д перекрываются в центральной части площади Поточного ЛУ. Съемками 3Д территория Поточного ЛУ покрыта практически полностью, на 93%. При общей площади Поточного участка в 296,159 км² лишь 23,6 км² на юге изучено редкой сетью профилей 2Д [2].

По месторождению выполнено два подсчета запасов УВ. Последний пересчет запасов утвержден ГКЗ РФ в 1998г. Пересчет геологических запасов нефти выполнен по результатам исследований 45 поисково-разведочных и 207 эксплуатационных скважин по состоянию на 01.01.2007 г. [3].

Большинство эксплуатационных скважин пробурены в центральной части Поточного лицензионного участка в пределах залежей пластов Ач₁, Ач₂, Ач₃, числящихся на Государственном балансе. Скважины заложены с целью эксплуатации залежей углеводородов в отложениях мегийонской свиты.

2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза. Геологический разрез Поточного месторождения представлен терригенными отложениями платформенного чехла мезозойско-кайнозойского возраста, залегающими на гетерогенных образованиях палеозойского фундамента и эффузивно-осадочных породах туринской серии, слагающих промежуточный комплекс [4].

Геологическое строение Поточного месторождения является сложным. Разрез представлен переслаиванием терригенных песчано-алевролитово-глинистых пород. Коллекторские свойства не выдержаны как по площади, так и по разрезу. Отмечаются выклинивания, фациальные замещения. Особенностью строения верхнеюрских отложений является развитие аномального разреза баженовской свиты. Толщина «аномального» разреза достигает 96 м, в то время как в условиях нормального залегания толщина свиты составляет 19-26 м. Рельеф поверхности баженовской аномальной толщи оказал существенное влияние на формирование вышележащих ачимовских клиноформных тел, к которым приурочены продуктивные пласты Ач₁ и Ач₂¹, являющиеся объектом детального изучения в дипломной работе. Отложения ачимовской толщи стратиграфически приурочены к берриасскому ярусу нижнего мела (K₁br). В позднеюрское и раннемеловое время на территории исследования были благоприятные условия для формирования пород-коллекторов и пород-флюидоупоров – будущих природных резервуаров, емкостей для нефти и газа.

3 Тектоника. В тектоническом плане Поточное месторождение расположено в пределах структуры I порядка - Нижневартовского свода, осложненного структурами II и III порядка: системой выступов, ложбин и

седловин. Поточное месторождение приурочено к Покачевско-Урьевскому куполовидному поднятию (II порядок), которое находится между Мегионским валом и Покачевским куполовидным поднятием и в котором выделяются Урьевская группа поднятий: Урьевское, Северо-Урьевское, Пусинское, Северо-Пусинское и Северо-Поточное, ограничена Южно-Аганской ложбиной.

Палеозойский эрозионно-складчатый рельеф сформировался в пермско-триасовый период, имеет сложное блоковое строение и представлен сочетанием различных по размерам выступов и впадин, ограниченных разрывными нарушениями различной амплитуды, которые прослеживаются не только в палеозойских образованиях, но и в отложениях тюменской свиты.

Верхний структурно-тектонический этаж формировался в мезозойско-кайнозойское время в условиях длительного устойчивого прогибания фундамента. Данный этап развития Западно-Сибирской плиты характеризуется слабой дислоцированностью и полным отсутствием метаморфизма пород. К отложениям этого возраста приурочены основные скопления нефти и газа.

В волжском веке произошло резкое погружение центральной части Западно-Сибирского бассейна, которое по времени совпало с общим эвстатическим подъемом уровня мирового океана. Процесс этот носил импульсивный характер и протекал достаточно быстро. Это привело к тому, что в позднеюрское время на территории Западной Сибири было сформировано обширное баженовское палеоморе, занимавшее территорию около 2,2 млн. км² и характеризовавшееся недокомпенсированным режимом осадконакопления [5].

На рубеже юры и мела с началом регрессивного этапа крупного седиментационного цикла некомпенсированный режим сменился режимом лавинной седиментации. В это время Сибирская платформа и Алтае-Саянская складчатая область, обрамляющие Западную Сибирь с востока и юго-востока, существенно возвышались над бассейном седиментации и служили основными источниками терригенного материала. У подножий

континентальных склонов формировались дистальные песчаники, имеющие линзовидное распространение и получившие название «ачимовских».

В плане центральные наиболее мощные части соседних клиноформ обычно не накладываются друг на друга, перекрывающие клиноформы располагаются на подстилающих со сдвигом на северо-запад.

Строение каждого циклита в региональном плане по представлениям Наумова А.Л.(1979 г.), Дж. Рича(1951 г.) определяется сочетанием трех морфологических зон, получивших широко распространенные названия – ундаформа (прибрежно-морская терраса), клиноформа (склон террасы) и фондоформа (глубокое подножье террасы). На рисунке 1 представлена косослоистая модель строения шельфовых пластов клиноформного комплекса по Ухловой Г.Д., Варламову С.Н. [6, 7].



Рисунок 1 – Косослоистая модель строения шельфовых пластов клиноформного комплекса (Ухлова Г.Д., Варламов С.Н.).

В настоящее время большинство исследователей придерживается точки зрения о клиноформном строении неокома Западной Сибири, формирование которого происходило в условиях лавинного ритмичного бокового заполнения глубоководного морского палеобассейна[8].

Клиноформы западного падения имеют циклическое строение и представлены чередованием глинистых пачек и песчаных горизонтов.

Большинство геологов объясняют циклическую природу клиноформ эвстатическими колебаниями уровня моря. В трансгрессивные фазы накапливались сравнительно небольшие по мощности региональные глинистые пачки, в регрессивные – шло боковое заполнение бассейна с формированием песчано-алевритовых пластов и горизонтов [5].

Клиноформное строение в пределах изученной территории в явном виде отмечается вплоть до пласта БВ₁₀. В более молодых отложениях ярко выраженного клиноформного строения не отмечается.

По результатам разведочного и эксплуатационного бурения и сейсморазведочных работ составлены структурные карты. Характеристика основных параметров структурных карт приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика основных параметров структурных карт.

Стр-я карта по кровле пласта	Название структуры	Замыкание по изогипсе, м	Размеры стр-ры, км	Амплитуда, м
БВ ₈	Пусинская	-2225	4,4 × 2,5	35
	Северо-Пусинская	-2230	1,5 × 1	20
	Северо-Урьевская	-2225	3,3 × 1,8	15
Ач ₁	Пусинская	-2425	2,2 × 1,4	35
	Северо-Пусинская	-2425	1,3 × 1	20
Ач ₂	Пусинская	-2470	2,3 × 1	30
	Северо-Пусинская	-2445	3,6 × 1,6	30
	Северо-Урьевская	-2470	1,6 × 1,5	15
Баженовская свита	Пусинская	-2525	2 × 1,3	75
	Северо-Пусинская	-2555	1,5 × 1	30
	Северо-Урьевская	-2510	2,4 × 1,5	50

Основные структурные элементы были заложены уже в доюрское время с постепенным затуханием вверх по разрезу и уменьшением роли разрывных нарушений в формировании структурного плана.

4 Нефтегазоносность. Поточное месторождение расположено в Вартовском нефтегазоносном районе (НГР) Среднеобской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП).

Более детально в главе рассмотрены залежи в отложениях ачимовской толщи. Среди пород-коллекторов преобладают полимиктовые песчаники и

алевролиты. Флюидоупорная толща непосредственно над ачимовскими отложениями представлена аргиллитами [10].

Пласт $Aч_1$ залегает в верхней части продуктивного разреза ачимовской толщи, крайне неоднороден по разрезу и не выдержан по простиранию. В объеме пласта $Aч_1$ выделяются 3 залежи. Залежь 1 является основной по величине запасов пласта.

Запасы залежи 1 классифицируются по категории В, C_1 и C_2 . Залежь является пластовой, сводовой, тектонически и литологически экранированной. Положение ВНК установлено на уровне -2470 м. Размер залежи 1 составляет $10 \times 10,5$ км, высота – 75 м [10].

В целом по пласту $Aч_1$ ачимовской толщи Поточного месторождения балансовые запасы нефти по категориям распределяются следующим образом: по категории В - 2493 тыс. т; C_1 – 18812 тыс. т; в сумме по промышленным категориям $B+C_1$ – 21305 тыс. т; C_2 - 4854 тыс. т.

В интервале песчано-алевролитовой толщи $Aч_2$ выделяются два продуктивных пласта: $Aч_2^1$ и $Aч_2^2$. Пласт $Aч_2^1$ залегает в верхней части толщи $Aч_2$. В границах Поточного ЛУ выделено 10 залежей.

Залежь 1 и залежь 2 являются основными по величине запасов пласта $Aч_2^1$. Залежь 1 – пластовая, литологически и тектонически экранированная. Залежь имеет размеры $7,5 \times 7$ км, высоту 53 м и среднюю нефтенасыщенную толщину 7 м. Залежь 2 – пластовая, сводовая, частично тектонически и литологически экранированная. Залежь имеет размеры $7,5 \times 4$ км, высоту 44 м, среднюю нефтенасыщенную толщину пласта 8,9 м.

В целом по пласту $Aч_2^1$ Поточного месторождения балансовые запасы нефти по категориям распределяются следующим образом: по категории В - 3219 тыс. т; по категории C_1 – 14071 тыс. т; в сумме по промышленным категориям $B+C_1$ – 17290 тыс. т; по категории C_2 - 4324 тыс. т.

Пласт $Aч_2^2$ менее выдержанный в разрезе толщи $Aч_2$. Залегают в пониженных частях баженовского палеорельефа. В объеме пласта выделено 12 залежей нефти. Основной по величине запасов является залежь 1.

В целом по ачимовской толще Поточного месторождения балансовые запасы нефти по категориям распределяются следующим образом: по категории В - 9189 тыс. т; по категории C_1 – 41094 тыс. т; в сумме по промышленным категориям $В+C_1$ – 50283 тыс. т; по категории C_2 – 11252 тыс. т.

Таким образом, по объему запасов нефти залежи пластов $Aч_1$ и $Aч_2^1$ на Поточном месторождении являются основными при добыче УВ, а залежи пластов $Aч_2^2$ и $Aч_3$ – второстепенными.

5 Геологическое обоснование доразведки залежей пластов $Aч_1$ и $Aч_2^1$ Поточного месторождения. В промышленной разработке Поточное месторождение находится более 35 лет. Основные залежи нефти установлены в ачимовских отложениях мегионской свиты раннемелового возраста. Запасы оценены по категориям В, C_1 и C_2 . Залежи ачимовских отложений являются сложнопостроенными, представляющие собой клиноформные тела. В настоящее время большое внимание уделяется вопросам изучения их строения и нефтегазоносности с целью наращивания запасов УВ.

Большинство эксплуатационных скважин пробурены в центральной части месторождения в пределах залежей пластов $Aч_1$, $Aч_2$, $Aч_3$. Положение ВНК в отдельных скважинах определялось по результатам промыслово-геофизических исследований. В отдельных наклонных эксплуатационных скважинах наблюдалось некоторое варьирование положения ВНК, т.е. границы залежей установлены не достоверно и требуют доразведки.

Анализ собранного геолого-геофизического материала, выполненных ранее геологоразведочных работ и состояния разведанности показал, что на Поточном месторождении основным разрабатываемым объектом являются два продуктивных пласта:

- пласт $Aч_1$ в отложениях мегионской свиты (отношение запасов категории C_1 к C_2 составляет 80:20);

– пласт $Aч_2^1$ в отложениях мегионской свиты (75:25).

Поскольку запасы залежей пластов $Aч_1$ и $Aч_2^1$, расположенные по перифериизалежей, оценены по категории C_2 , их следует считать недоразведанными.

В настоящее время для ачимовских отложений на Поточном месторождении существуют 2 модели их геологического строения: от 1998 г. и 2008 г. В основу геологической модели, составленной в 2008 г. были положены новые результаты эксплуатационного бурения, интерпретации ГИС и данные сейсморазведки 3Д.

Результаты исследований, проведенные в дипломной работе, базируются на геологической модели ачимовских залежей от 2008 г.

С целью доразведки залежей пластов $Aч_1$ и $Aч_2^1$ рекомендуется бурение одной разведочной скважины 321R и опробование и испытание скважины 101R. Скважина 321R закладывается в северо-западной части месторождения. Проектная глубина – 2565 м. Проектный горизонт – баженовская свита.

При получении промышленного притока флюида запасы в районе скв. 321R будут приращены, а скважину рекомендуется перевести в разряд эксплуатационных. Ожидаемый прирост геологических запасов по категории C_1 – 88,2 тыс. т.

В процессе бурения разведочной скважины рекомендуется провести дополнительное изучение нижезалегающих пластов $Aч_2^1$, $Aч_2^2$ и $Aч_3$ с целью уточнения их нефтенасыщенности, т.к. забой расположен в отложениях баженовской свиты из-за гидрогеологических условий.

С целью доразведки залежи 4 пласта $Aч_2^1$ Поточного месторождения рекомендуется провести опробование и испытание скв. 101R.

При получении промышленного притока флюида запасы в районе скв. 101R будут приращены. Ожидаемый прирост геологических запасов по категории C_1 – 272 тыс. т.

В процессе бурения проектной скважины 321R рекомендуется использовать следующий комплекс исследований: ГИС, ГТИ, отбор кернa и шлама, опробование и испытание, лабораторные исследования.

Заключение. Анализ собранного геолого-геофизического материала, выполненных ранее геологоразведочных работ и состояния разведанности Поточного месторождения показал, что месторождение является сложнопостроенным, включает ачимовские толщи клиноформного строения, которые требуют дополнительного изучения с целью приращения запасов нефти по категории C_1 .

С целью доразведки залежей пластов $Aч_1$ и $Aч_2^1$ рекомендуется бурение одной разведочной скважины 321R и опробование и испытание скважины 101R.

Скважина 321R закладывается в северо-западной части месторождения. Проектная глубина – 2565 м. Проектный горизонт – баженовская свита. В процессе бурения рекомендуется провести дополнительное изучение нижезалегающих пластов $Aч_2^1$, $Aч_2^2$ и $Aч_3$ с целью уточнения их нефтенасыщенности, т.к. забой расположен в отложениях баженовской свиты из-за гидрогеологических условий. В процессе бурения проектной скважины 321R рекомендуется использовать следующий комплекс исследований: ГИС, ГТИ, отбор кернa и шлама, опробование и испытание, лабораторные исследования.

По результатам бурения и испытания рекомендуемых скважин, в случае получения промышленных притоков прирост запасов по категории C_1 составит 360,2 тыс. т.

Список использованных источников:

1. Долгов, Д.В. К вопросу о расчете газосодержания нефти Поточного месторождения, Нефтегазовое дело, 2008;
2. Миргалимов, И.М., Зелезняк, Ф.Ф., Булатов, Р.Р. Детальные сейсморазведочные работы по методике 3Д на Северо-Поточном участке Поточного месторождения», ООО «ТНГ –ГРУПП», Бугульма, 2007;

3. Чернова, О.В., Пустовалова, С.М., Шевяков, В.А. Отчет о результатах проведения детальных сейсморазведочных работ методом ЗД на Поточном месторождении. М., 2004;
4. Аблязов, А.С., Нигматзянова, О.А., Буякина, С.С. Дифференциальная оценка запасов и ресурсов УВ, прогноз добывных возможностей коллекторов тюменской свиты на территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в Широтном Приобье. ТФ ООО «КогалымНИПИнефть», Тюмень, 2007;
5. Конторович, В.А., Лапковский, В.В. Модель формирования неокомского клиноформного комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с учетом изостазии. Геология нефти и газа, 2014, № 1;
6. Гутман, И.С., Кузнецова, Г.П. Особенности формирования клиноформ в ачимовской толще Западной Сибири по данным бурения и сейсмических исследований. Территория нефтегаз, 2011, № 8;
7. Захрямина, М.О. Принципиальная модель строения ачимовской толщи Сургутского и Нижневартовского сводов и ее взаимоотношение с шельфовыми пластами неокома. Геология нефти и газа, 2014, № 1;
8. Сметанин, А.Б., Сафронов, В.Г. Создание цифровой геологической модели, подсчет запасов нефти и растворенного газа Покачевского месторождения. ТФ ООО «КогалымНИПИнефть», ООО «Недра-аудит», Тюмень, 2008;
9. Кузнецова, Г.П. Методика выявления клиноформных условий залегания ачимовских продуктивных пластов с помощью программы «AutoCorr». Автореферат диссертации, 2006;
10. Филиппович, Ю.В., Пешкова, И.А., Беляков, Е.О. Уточнение геологического строения ачимовских отложений Поточного месторождения и выполнение оперативного подсчета запасов. Книга 1, ООО «КогалымНИПИнефть», Тюмень, 2008.