

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

Кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕ-
НИЯ В ПРЕДЕЛАХ СЕВЕРО-ЯНГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(Западная Сибирь)

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 6 курса 612 группы
специальности 130304 геология нефти и газа
геологического факультета
Саранчина Павла Александровича

Научный руководитель
кандидат геол.-мин. наук, доцент _____ В.М. Мухин
дата, подпись

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

Саратов, 2016

Введение

Целью дипломной работы является поиск и оценка новых скоплений УВ в меловых отложениях, доразведка ранее установленных залежей нефти в пределах Северо-Янгтинского месторождения.

В основу дипломной работы положены новые геологические данные, полученные по результатам сейсморазведочных работ МОГТ 3Д 2002-03 г.г (структурные построения по кровле баженовской свиты, по пластам БС11, БС10-1, БС10-2, БС10-2-0, временные разрезы), данные бурения, испытаний и геофизических исследований 14 разведочных скважин, результаты лабораторных исследований кернового материала.

Северо-Янгтинское месторождение открыто поисковой скважиной № 301 в 1985 году. Оно находится в центральной части Западно-Сибирской низменности. В административном отношении рассматриваемая территория относится к Пуровскому району Ямало-Ненецкого автономного округа и характеризуется достаточно развитой инфраструктурой (рис. 1). В непосредственной близости расположены находящиеся в разработке Умсейское и Муравленковское месторождения.

Цель и задачи работы. Цель поиск и оценка новых скоплений УВ в меловых отложениях, доразведка ранее установленных залежей нефти в пределах Северо-Янгтинского месторождения. Обосновании поисково-разведочного бурения в пределах Северо-Янгтинского месторождения.

Задачами являлось: оценка нефтегазоносности спрогнозированных по данным сейсморазведки 3Д нефтеперспективных объектов в пластах БС11, БС10-2 и БС10-1, оценить геолого-геофизическую изученность месторождения, система-

тизировать сведения о литолого-стратиграфическом разрезе, обосновать постановку поисково-оценочного бурения.

При подготовке работы использовались материалы различных организаций, проводивших геолого-геофизические исследования на исследуемой территории, а так же фондовые и опубликованные источники, в которых рассматривались вопросы геологического строения и нефтегазоносности Северо-Янгтинского месторождения.

Объем работы. Дипломная работа состоит из введения, 6 глав, заключения и содержит 40 страницы текста, 5 таблиц, 7 рисунков и 9 графических приложения. Список использованной литературы включает 10 наименований.

Основное содержание работы

Геолого-геофизическая изученность. Северо-Янгтинская структура выявлена работами МОВ СП30/72-73. По этим данным к северу от Янгтинского вала, осложняющего Танловский мегавал, был выделен структурный нос, имеющий север-северо-восточное простирание; в его южной части - локальное поднятие, названное Северо-Янгтинским. Поднятие имеет размеры по замкнутой изогипсе – 3000 м (горизонт «Б») 9,5 x 5 км.

Позднее СП11/79-80 провела в этом районе детализационные работы, в структурных построениях которой на месте локального поднятия выделяется лишь слабо выраженный купол с размерами 2,5 x 2,2 км.

В 1985 г. начато поисковое бурение. Первая скважина № 301 - при испытании из пласта БС11 был получен непереливающий приток нефти с водой. БС11 стал базисным пластом в процессе разведки месторождения.

В 1986 г. скв. № 302 открыта залежь нефти в пласте БС10-2, а в середине 1986 года скважиной № 304 выявлена залежь нефти в пласте БС10-1.

Всего на этапах поиска и разведки на Северо-Янгтинском месторождении пробурено 13 поисково-разведочных скважин с забоями в отложениях валанжина, на глубинах от 2750м до 2811м.

В 1992г. на основании результатов интерпретации данных бурения 10 поисковых и разведочных скважин, сейсмических материалов СП12/90-91 по юрской части разреза, кровле домезозойского основания и вышележащему неокомскому комплексу была представлена новая разломно-блоковая модель.

Такая модель геологического строения существенно отличалась от построений, выполненных по редкой сети профилей СП15/80 и более поздних построений СП16,17/91-92г.г..

Учитывая противоречивость геолого-геофизической информации, полученной по данным бурения и результатам сейморазведочных работ МОГТ 2Д 1992 г., принципиально по-разному трактовавших местоположения сводовых частей локальных поднятий, контролируемых установленные залежи нефти, было решено в сезон 1998-99 г.г. выполнить сейморазведку 2Д к западу и к северу от Северо-Янгтинского месторождения с частичным перекрытием сетки профилей 2Д СП12/91, а затем выполнить совместную их обработку и интерпретацию.

В 1998г. было продолжено поисково-разведочное бурение, с целью поиска залежей нефти в юрских и неокомских отложениях была пробурена скважина 325. В настоящий момент пробурено 14 разведочных скважин и один горизонтальный ствол. скв. 314

С использованием сейсмограмм в 2001-2002г.г. С.В. Лягушовым построены структурные поверхности по опорному отражающему горизонту Б, реперным слоям в интервале верхней части мегийонской свиты, по кровле пластов БС10-1, БС10-2-1, а также по трем основным линзам песчаных тел в верхней части пластов группы БС11.

Параллельно в ПЦО ГеоНАЦ в 2002г. на основе собственной обработки и интерпретации этих же данных также выполнены структурные построения по о.г. Б, БС6 и реперным слоям глин R1-0 и R3 мегийонской свиты; при этом

однозначная корреляция песчаных тел в пластах БС10-1, БС10-2 и БС11 оказалась невозможной в связи с низким, по мнению В.И.Логовского и А.Н.Левина, качеством исходного сейсмического материала. На ряде участков геологические построения С.В.Лягушова и В.И.Логовского существенно отличаются между собой.

При таком разночтении сейсмических данных по структурному плану Северо-Янгтинского месторождения (и одна, и другая модели, равно как и все предшествующие, увязаны с данными бурения), полученных по редкой сети с расстояниями между профилями 2-3 км, и очень спорной интерпретации в интервале установленных продуктивных пластов БС10-1, БС10-2, БС11, велик риск бурения "пустых" эксплуатационных скважин.

О сложности строения основного продуктивного пласта БС11 свидетельствуют и данные интерпретации ГИС, выполненные К.И.Соковой в 2002г.. В гипсометрически наиболее приподнятом куполе Северо-Янгтинского поднятия (район скв. 300, 301 и 314) уровень ВНК фиксируется на а.о. 2611,3-2612,4 м; в районе скв. 302 и 303 он поднимается до а.о. 2608,6-2609,8 м. В северной части месторождения в скв. 304 в интервале а.о. 2599,7-2609,5 м породы-коллекторы имеют неясный характер насыщения, а в скв. 305 с глубины а.о. 2600,9м фиксируются водоносные породы-коллекторы, т.е. отличия в уровне ВНК составляют 11,5м.

В январе 2003 г. была осуществлена горизонтальная резка бокового ствола скв. 314 в направлении к своду на запад, в интервале прикровельной части пласта БС11; эффективная длина горизонтального участка составила 254м. Скважина выводилась на режим в течение 8 суток. Далее она была запущена в постоянную работу с параметрами: дебит пластовой воды 180 м³/сут. (95%), дебит нефти 7,5 т/сут. После отработки в течение трех месяцев скважина была остановлена. В течение вывода на режим и трехмесячной отработки скважины производились замеры дебита жидкости, динамического и статического уровней, буферного затрубного давлений. По результатам

исследований химического состава воды и ПГИ был сделан вывод о нецелесообразности проведения дальнейших работ по пробной эксплуатации.

Таким образом, ни зарезкой второго ствола, ни переиспытанием скв. 300, в которой эффективная нефтенасыщенная толщина достигает 12,2м, так и не удалось получить притоки безводной нефти.

Сейсморазведка 3Д на Северо-Янгтинском месторождении выполнена в сезон 2002-03г.г. в объеме 214,3 кв.км (сп 150/02-03). По её результатам, получена принципиально новая геологическая информация. По всем структурным построениям, в районе между скважинами 305 и 306 выделяется субмеридионально вытянутая структура, осложнённый группой локальных поднятий, являющимися потенциальными ловушками углеводородов.

Основной вывод по данной главе:

- 1) Предложены различные модели тектонического строения месторождения;
- 2) Установлено сложное (линзовидное) строение продуктивных пластов нижнего мела;
- 3) По материалам бурения и испытания скважин установлены значительные колебания ВНК.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Геологический разрез Северо-Янгтинского месторождения представлен толщей терригенных песчано-глинистых отложений мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, залегающего на размытой поверхности пород палеозойского фундамента.

ДОЮРСКИЕ ОБРАЗОВАНИЯ

В пределах Северо-Янгтинского месторождения доюрские образования фундамента не вскрыты. На ближайших к югу от исследуемой территории площадях Савуйской – скв. 103 и Конитлорской – скв. 151 вскрыта верхняя часть фундамента на глубинах соответственно 3223 и 2994м.

Верхняя часть фундамента представлена базальтами темно-зелеными и темно-серыми, почти черными. Возраст пород триасовый.

МЕЗОЗОЙСКАЯ ЭРАТЕМА

Юрская система

Отложения юрского возраста несогласно залегают на породах фундамента.

Нижний и средний

Тюменская свита вскрыта лишь одной скв. № 325.

Вскрытая мощность свиты в скв. № 325 - 56м.

Верхний отдел

Васюганская свита Мощность свиты от 20-40м до 100-120м.

Георгиевская свита Мощность свиты 1-20м.

Баженовская свита Мощность свиты 10-70м.

Меловая система

Отложения мелового возраста согласно залегают на породах юрского возраста.

Нижний отдел

Мегионская свита Приурочены нефтенасыщенные пласты БС10-1, БС10-2-0, БС10-2, БС11.

Общая мощность свиты 400-600м.

Вартовская свита. Алымская свита

Верхний отдел

Покурская свита Кузнецовская свита Березовская свита Ганькинская свита

КАЙНОЗОЙСКАЯ ЭРАТЕМА

Палеогеновая система

Талицкая свита Люлинворская свита Чеганская свита Атлымская свита

Новомихайловская свита Туртаская свита

Четвертичная система

ТЕКТОНИКА

В разрезе Западно-Сибирской плиты выделяются три структурно-тектонических этажа: нижний, промежуточный, верхний.

Нижний этаж формировался в палеозойское и допалеозойское время, отвечает геосинклинальному этапу развития современной плиты. Отложения этого возраста составляют ее складчатый гетерогенный фундамент.

Приподнятые блоки фундамента находят отражение в мезозойско-кайнозойском чехле.

Промежуточный структурный этаж соответствует отложениям пермтриасового возраста и характеризует собой парагеосинклинальный этап в истории формирования плиты.

Наиболее изучен верхний структурный этаж, сложенный мощной толщей мезозойских и кайнозойских осадочных образований, накопившихся в условиях длительного стабильного прогибания фундамента. Верхний структурно-тектонический этаж контролирует основные известные в пределах Западно-Сибирской плиты скопления углеводородов.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к Северо-Янгтинской структуре, которая находится в зоне сочленения двух крупных структур I порядка - Танловского мегавала и Северного свода.

Северо-Янгтинская структура выявлена работами МОВ сп 30/72-73 масштаба 1:100000. По данным этих работ к северу от Янгтинского вала, осложняющего Танловский мегавал, и к западу от Комсомольского куполовидного поднятия, осложняющего Северный свод, был выделен структурный нос, имеющий северо-восточное простирание, в южной части которого выделено локальное поднятие, названное Северо-Янгтинским. Поднятие имело размеры по замкнутой изогипсе -3000 м (горизонт "Б") 9,5 x 5 км, осложнено двумя вершинами, амплитуда которых 50-60м.

По современным представлениям основанным на результатах сейсморазведки 3Д Северо-Янгтинская структура по отражающему гор. Б (кровля баженовской свиты) представляет сложную по морфологии складку осложнённую двумя вершинами – южной и северной.

Южная вершина (в районе скв. 300, 301, 302, 303) в контуре изогипсы - 2890м. имеет размеры 8,2 x 4,3км. и состоит из двух приподнятых участков, оконтуренных изогипсами -2875м. Амплитуда южной вершины 25-30м.

Северная вершина в пределах рассматриваемого месторождения включает несколько локальных осложнений, оконтуренных изогипсами -2865м., наиболее крупная из них выделяется в районе скв. 305, сводовая часть его оконтурена изогипсой -2850м., т.е. по кровле баженовской свиты эта часть Северо-Янгтинской структуры наиболее приподнята. В различных частях структуры картируются непротяжённые малоамплитудные тектонические нарушения.

По горизонтам некома контрастность Северо-Янгтинской структуры несколько снижается, уменьшается амплитуда, но в целом положение локальных структурных осложнений остаётся таким же, как и по кровле баженовской свиты, при этом несколько меняется их морфология, отсутствуют тектонические нарушения.

Представление о строении Северо-Янгтинской структуры по горизонтам нижнего мела дают структурные карты, построенные для продуктивных пластов БС101, БС102-0, БС102, БС11 (Прил.4-7). В целом структурные планы по этим горизонтам сохраняются.

По кровле пласта БС11 Северо-Янгтинская структура осложнена двумя вершинами, разделёнными относительно погруженными участками. Такие локальные погружения отмечаются к западу, северо-западу и востоку от приподнятых вершин.

Южная вершина имеет размеры по замкнутой изогипсе -2610м. 10,0 x 5,0км. и амплитуду 25м.. Наиболее приподнятая её часть расположена на юге в районе скв. 300 и 314. Локальное осложнение выделяющиеся по кровле баженовской свиты в северной части южной вершины по кровле пласта БС11 не находит отражение.

В пределах северной вершины наиболее чётко выделены два локальных осложнения. Одно из них на западе в районе скв. 304 и 312 в контуре изогипсы -2605м. имеет размеры 3,0 x 3,2км., амплитуда 10-15м., другое в районе скв. 305 имеет северо-восточное простирание, оконтурено изогипсой -2600м. и состоит из двух приподнятых участков, оконтуренные изогипсами -2595м. Наиболее крупный из них южный, имеет размеры по замкнутой изогипсе -2595м. 4,2 x 2,7км. и амплитуду 10-15м.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Промышленная нефтеносность установлена в терригенных отложениях мегионской свиты нижнего мела и связана с регионально продуктивными в Ноябрьском регионе пластами БС11, БС10-2 и БС10-1. Позже, в 1999 г.

бурением скв. 325 установлена нефтеносность пласта БС10-2-0. Тип залежей массивный, пластово-сводовый, литологически-экранированный.

Продуктивность юрских и ачимовских отложений на месторождении не установлена.

На основе новой геологической модели месторождения, полученной по данным сейсмоки 3Д, в 2005 г., отделом геологического моделирования ДГМРМ ОАО «Сибнефть» выполнен и защищён в ГКЗ РФ подсчёт запасов нефти Северо-Янгтинского месторождения. В результате подсчёта, по состоянию на 01.01.2006 г., на балансе числятся суммарные запасы нефти по четырём пластам БС11, БС10-2, БС10-2-0, БС10-1: категории С1 (геол./извл.) – 15347/4581 тыс. т, С2 – 11869/3396 тыс.т.

Залежь пласта БС11.

По состоянию на 01.01.2006г., по пласту БС11 на балансе числятся запасы нефти категории С1 (геол./извл.) 13803/4141 тыс.т, С2 – 4335/1300 тыс.т.

Пласт БС11 вскрыт всеми 14-ю пробуренными поисковыми и разведочными скважинами. Общие толщины пласта изменяются в пределах от 17.58м. в скв. № 311 до 53.98м. в скв. № 325. Эффективные толщины изменяются от 7.6м. (скв. № 312Р) до 31.2м. (скв. № 233Р-Муравленковское м-е), в среднем составляя 20.89м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 3.8м. (скв. № 303Р) до 8.6м. (скв. № 300Р). В контуре нефтеносности пробурено 5 скважин – №№ 300Р, 301Р, 302Р, 303Р, 314Р. Кровля нефтенасыщенного коллектора вскрыта на а.о. от -2599м. (скв. № 300Р) до -2607м. (скв. № 302Р).

При испытании пласта в скв. № 300Р получен приток безводной нефти дебитом 5.4м³/сут, при Ндин. 436м.

В скважине № 301Р пласт БС11 при первом снижении уровня получен непереливающий приток безводной нефти 14 м³/сут при СДУ 510 м. В процессе последующих снижений – непереливающий приток нефти с пластовой водой дебитом 18.3 м³/сут при СДУ 452 м, в том числе нефти - 12.8 м³/сут, воды -5.5 м³/сут (30%).

В скважине № 314Р получен приток нефти с пластовой водой. Дебит нефти 1.3 м3/сут, воды -3.3 м3/сут (71.7%) , при уровне 370 м.

В скважинах №№ 302Р и 303Р пласт БС11 В процессе испытания скв. № 302Р в интервале получен приток нефти дебитом 2.7 и воды 80.4 м3/сут., а в скв. № 303Р с интервала получен приток воды с пленкой нефти. Условный ВНК принят на а.о. –2611 м. По структурным построениям, ГИС и данным испытания выделена залежь размером 9х5 км, высота залежи 11-15м.

Залежь пласта БС10-2.

В процессе поисково-разведочных работ пласт БС10-2 вскрыт практически всеми пробуренными скважинами.

По состоянию на 01.01.2006 г., по пласту БС10-2 на балансе числятся запасы нефти категории С1 (геол./извл.) 705/190 тыс. т, С2 – 5296/1430 тыс. т.

Нефтеносность пласта установлена по результатам испытания скважин №№ 302Р и 314Р .

В скважине № 302Р из интервала пласта БС10-2 получен приток нефти с пластовой водой 13.9 м3/сут.: дебит нефти составил 7.3 м3/сут., воды 6.6 м3/сут. (подошва нефти по ГИС на а.о. -2570.9 м, кровля воды на а.о. –2571.5 м).

В скв. №314Р в интервале пласт представлен нефтенасыщенным песчаником. Ниже по разрезу с глубины выделено 5 проницаемых прослоев с неясным характером насыщения. Пласт БС10-2 в скв. № 314Р опробован в интервале 2655.5-2672 м. Нефтенасыщенный пропласток отдельно не испытывался. В процессе испытания, после обработки интервала перфорации 5% раствором соляной кислоты, получен приток нефти с пластовой водой: дебит нефти составил 4.3 м3/сут, воды 14.9 м3/сут (77.6%), при Ндин 854 м.

В скв. № 303Р по ГИС коллектор интерпретирован с неясным характером насыщения. При совместном испытании 2-х пропластков на высоких отметках (а.о. -2560.3-2564.3 м; 2568.3-2571.3 м) получен приток пластовой воды дебитом – 2.4 м3/сут. Исследования по определению источника обводнения в скважине не проводились.

В скважинах №№ 300Р и 301Р, вскрывших пласт на отметках –2559 м и – 2562 м соответственно, испытания не проводились. В скв. № 300Р по данным ГИС пласт БС10-2 нефтенасыщен. Эффективная и нефтенасыщенная толщина пласта составила 1.4 м. В скв. № 301Р пласт интерпретируется с неясным характером насыщения. В остальных скважинах, расположенных севернее скважины № 302Р, пласт БС10-2 либо не испытывался, либо получены притоки пластовой воды. Промыслово-геофизические исследования по определению состава притока проведены только в одной скважине № 325Р, где пласт БС10-2 испытан совместно с БС10-2-0.

Таким образом, залежь нефти оконтурена по результатам испытания двух разведочных скважин №№ 302Р и 314Р и по данным ГИС окружающих скважин. Общие толщины пласта изменяются в пределах от 2,59 м в скв. № 306 до 24,8 м в скв. № 300, эффективные - от 0,6 м в скв. № 309 до 8,2 м в скв. № 314. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 1.4 м (скв. № 300Р) до 4.0 м (скв. № 302Р). Тип залежи - пластовая, сводовая литологически-экранированная. Размеры залежи 8.5x5 км. Условный ВНК принят на а.о. –2571 м.

Залежь пласта БС10-1.

Залежь пласта БС10-1 выявлена в 1986 году разведочной скважиной № 304Р, в которой из интервала пласта получен нефонтанирующий приток нефти с пластовой водой. Коллекторы пласта вскрыты 9-ю разведочными скважинами №№ 302Р, 304Р, 305Р, 306Р, 309Р, 310Р 311Р, 312Р, 325Р на абсолютных отметках - 2523м (скв. 304Р) -2559м (скв.311Р), в 5 скважинах (№№ 300Р, 301Р, 303Р, 307Р, 314Р), пласт заглинизирован.

По состоянию на 01.01.2006 г., по пласту БС10-1 на балансе числятся запасы нефти категории С1 (геол./извл.) 786/236 тыс. т, С2 – 2061/618 тыс. т.

Нефтенасыщенный коллектор встречен в одной скважине № 304Р и вскрыт на а.о. –2523 м. По данным ГИС эффективная толщина коллектора 6.2 м, нефтенасыщенного – 3.8 м. При испытании интервала 2609-2618 м (а.о. -2522.8-2531.8 м) получен приток нефти с пластовой водой – 14.3 м³/сут., дебит нефти

2.4 м³/сут., воды –11.9 м³/сут. После проведения РИР получен приток нефти с пластовой водой 17.7 м³/сут., при Ндин. 269 м (дебит нефти 5.4 м³/сут., воды 12.3 м³/сут).

В скважине № 312Р проведено испытание в интервале пласта 2615-2620 м (а.о. -2530.2-2535.2 м). По результатам испытания получена пластовая вода с дебитом 24,8 м³/сут. при Ндин. 959 м. При испытании пласта БС10-1 в скважине № 311Р также получена пластовая вода. В остальных скважинах испытания не проводились; по материалам ГИС коллекторы в этих скважинах водонасыщенные или заглинизированы.

ВНК залежи пласта БС10-1 принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на а.о. –2527.2 м. Тип залежи - пластово-сводовый. По новым структурным построениям и по материалам переинтерпретации ГИС залежь оконтурена лишь по одной скважине № 304Р. Размеры залежи 4.5х 2.5 км, высота около 7 м.

Таким образом основной по запасам является залежь пласта БС11, основная её часть приурочена к южной вершине, где сосредоточены основные запасы категории С1. Значительные по величине запасы категории С1 и С2 прогнозируются на западе и севере. Второй по значимости из-за значительных запасов категории С2 является залежь пласта БС10-2. При этом основные запасы приурочены к южной вершине и на западе. Залежи других пластов по значимости являются очень не значительными и ограниченными по площади.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ В ПРЕДЕЛАХ СЕВЕРО-ЯНГТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К настоящему времени выполнена интерпретация сейсмических данных 3Д, выполнены структурные построения по ОГ Б и в интервалах пластов группы БС-11, БС10-2, БС10-2-0, БС10-1 .

В районе месторождения получена принципиально новая геологическая информация. По всем структурным построениям в районе между скважинами 305 и 306 выделяется субмеридионально вытянутая структура, осложнённая группой локальных поднятий амплитудами до 15-20 м, являющимися потенциальными ловушками углеводородов.

По результатам анализа сейсмических данных 3Д в интервале залегания пластов группы БС11 спрогнозирована система изолированных локальных песчаных линз. Предполагается, что в результате структурного осложнения восточной из них, в районе скв. 305 сформировалась структурно-литологическая ловушка. Результаты бурения скв. 305, где в кровельной части пласта БС11 по данным ГИС выделены 1,4 м песчаника с неясным характером насыщения, дают основания для прогноза нефтегазоносности закартированной ловушки. Прогнозный ВНК в её пределах предполагается по кровле пласта в скв. 305, на а.о. –2596 м. Размеры этой нефтеперспективной структурно-литологической ловушки по этому уровню составляют 7х2 км, максимальная амплитуда до 11 м.

Выше по разрезу, намечены структурные ловушки в интервалах пластов группы БС10-2 и БС10-1. Размеры перспективных объектов по ним составляют, соответственно, порядка 3,0х1,2 км и 5х2,5 км. В кровельной части пласта БС10-2 по данным ГИС скв. 305 выделены 1,2 м песчаника с неясным характером насыщения, что свидетельствует в пользу перспектив наличия УВ в этой ловушке.

Кроме того, интерпретация данных 3Д позволила также принципиально по-новому представить геологическое строение южной и западной части Северо-Янгтинского месторождения. В их границах выделены новые локальные поднятия между скважинами 304 и 312, уточнено положение свода

собственно Северо-Янгтинского локального поднятия и положение его гипсометрически наиболее приподнятой части.

Для решения задачи по оценке нефтегазоносности спрогнозированных по данным сейсморазведки 3Д нефтеперспективных объектов в пластах БС11, БС10-2 и БС10-1, рекомендуется бурение поисково-оценочной скважины 315 в гипсометрически наиболее приподнятой части локального поднятия, в 1,2км северо-восточнее скв. 305 и в 2,6км западнее скв. 306. С учетом вскрытия пласта БС11 на его полную мощность проектная глубина скважины составит 2750м. Проектный горизонт мегийонская свита.

Для решения задачи доразведки, рекомендуется бурение двух разведочных скважин 316 и 317.

Местоположение скважины 316 определено в сводовой части Северо-Янгтинского локального поднятия по кровле пласта БС11. Бурение этой скважины, наряду с переводом запасов категории С2 в С1 по пласту БС11, позволит также уточнить положение южной границы глинизации пласта БС10-2 и северной границы глинизации пласта БС10-1, оценить перспективы их нефтеносности в южной части месторождения; поскольку эти границы проведены условно.

Проектная глубина скважины 316 составляет 2750 м с учетом вскрытия пласта БС11 на его полную толщину.

Местоположение разведочной скважины 317 определено в сводовой части небольшого по размерам и амплитуде локального поднятия, установленного по результатам интерпретации сейсмике 3Д между ранее пробуренными разведочными скважинами 304 и 312. В границах рассматриваемого локального поднятия прогнозируются песчаные тела во всех пластах с установленной нефтеносностью, в связи с чем предполагается произвести перевод запасов категории С2 в С1 по пласту БС10-1 и выявить новые залежи в пластах БС10-2 и БС11. С учетом вскрытия пласта БС11 на полную толщину проектная глубина скв. 317 составляет 2750м.

Заключение.

В зимний сезон 2002-03 г.г. на Северо-Янгтинской площади выполнены детализационные сейсморазведочные работы МОГТ 3Д, в результате которых получена принципиально новая геологическая информация. По всем структурным построениям, в районе между скважинами 305 и 306 выделяется субмеридионально вытянутая структура, осложнённая группой локальных поднятий амплитудами до 15-20 м, являющимися потенциальными ловушками углеводородов. Несколько изменились конфигурации и размеры ловушек установленных залежей.

Для оценки нефтегазоносности вновь выявленных по данным сейсморазведки 3Д перспективных объектов и уточнения контуров ранее установленных залежей нефти в пластах БС11, БС10-2, БС10-1 рекомендуется бурение трёх скважин: одной поисково-оценочной (скв. 315) и двух разведочных (скв. 316 и 317).

На основе комплексной интерпретации, имеющихся данных бурения, испытания скважин, материалов промысловой геофизики, лабораторных исследований керна и флюидов. Выполнена оценка ожидаемого прироста запасов УВ по каждой из прогнозируемой залежей. Ожидаемый прирост извлекаемых запасов УВ составляет категории С1 – 2893 тыс. т., по категории С2 - 1890,7 тыс. т.

Список использованных источников

1. «Геологический проект поисков и оценки залежей нефти и газа в пределах Умсейско-Танловской нефтеперспективной зоны», г. Ноябрьск, 1996 г., В.В.Корсунь и др.
2. «Проект пробной эксплуатации Северо-Янгтинского месторождения», г. Ноябрьск, 2005 г., Ярчак Р.М. и др.
3. «Подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти, растворенного газа Северо-Янгтинского месторождения», г. Ноябрьск, 2005 г., Герасимчук Т.А. и др.
4. «Методические указания по оптимизации условий отбора керна и количество учитываемых образцов» (1983 г.).
5. «Правила геофизических исследований и работ в нефтяных скважинах» (1999 г.)
6. «Особенности геологического строения и проблемы разработки Северо-Янгтинского месторождения», А.Н. Юдаков, ОАО «Газпром нефть НТЦ», М.Ю.Климов, ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», М.Л. Карнаухов, ТюмГНГУ.
7. Геология и геохимия нефти и газа. Ермолкин В.И., Керимов В.Ю. Недра, Москва, 2012 г.
8. Геология. Технология добычи нефти и газа. Практикум. Арбузов В.Н., Курганова Е.В., М.:Издательство Юрайт, 2016г.
9. Геология нефти и газа. Н. А. Еременко. Недра, Москва, 1968 г.
10. Добыча и транспорт нефти и газа. Силаш А.П. Недра, 1980 г.