

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 доразведки залежей пластов БС₁₁² и ЮС₁¹

Южно – Ягунского месторождения

(Западная Сибирь)

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 551 группы д/о

специальности: 21.05.02 - прикладная геология

геологического факультета

Аминова Артура Маратовича

научный руководитель,

кандидат геол.-мин. наук, доцент Мухин В.М.

зав. кафедрой,

доктор геол.-мин. наук, профессор Коробов А.Д.

Саратов 2017

Введение

Западно-Сибирская провинция занимает основное место в России как по величине обнаруженных в её пределах запасов углеводородов, так и по уровню нефти и газа. Будучи самой молодой из провинций, имеющих развитую нефтедобывающую промышленность, она за короткий промежуток времени вышла на первое место по основным показателям. Объем разведанных запасов нефти в Западной Сибири является более 60% общероссийского, текущих - более 70%. Ежегодная добыча нефти в регионе составляет порядка 70% суммарной по России.

Рассматриваемое Южно-Ягунское нефтяное месторождение находится в пределах Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа.

В северо-восточной части Сургутского нефтегазоносного района и расположено в 75 км к северо-востоку от Сургута, и в 60 км на юго-запад от города Ноябрьска. Вблизи от месторождения проходит железная дорога Сургут - Уренгой и трасса газопровода Уренгой- Челябинск.

Первооткрывательницей месторождения является поисковая скважина 55, пробуренная в 1976 году, промышленные притоки нефти получены из пластов БС₁₁² и БС₁₀¹. К настоящему времени Южно-Ягунское месторождение характеризуется довольно высокой степенью изученности. В его пределах к настоящему времени пробурено 81 разведочная и 1786 эксплуатационных. Выполнены исследования по переинтерпретации материалов полевой геофизики, в том числе, со взаимоувязкой структурных построений с ближайшими месторождениями, что дало возможность более точно определить замыкающие элементы Южно-Ягунского поднятия. Выполнены сейсмические исследования методом МОГТ 2Д в количестве 1505,1 пог.км. Плотность сейсмопрофилей по указанному виду исследований в пределах Южно-Ягунской площади составила 1,1 – 1,2 пог.км на км². Сейсмические исследования методом 3D проведены на площади 57,5 км². На основании всех исследований и выполненного подсчета запасов нефти и растворенного газа в пределах рассматриваемого месторождения

установлено 9 продуктивных пластов: BC_{10}^1 , BC_{10}^2 , BC_{11}^1 , BC_{11}^{1a} , BC_{11}^2 , BC_{16} , BC_{18}^1 , BC_{18}^2 и $ЮС_1^1$, 47 залежей.

Целью дипломной работы является доразведка отдельного купола, расположенного восточнее основной структуры Южно-Ягунского месторождения, где в пределах трех продуктивных горизонтов выявлено 10 залежей нефти.

Дипломная работа посвящена геологическому обоснованию постановки разведочного бурения на отдельной структуре, выявленной в пределах района скв. 76Р, с целью уточнения геологического строения выявленных залежей нефти продуктивных пластов BC_{11}^2 и $ЮВ_1^1$ и перевода предварительно оцененных запасов категории C_2 в категорию C_1 .

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- сбор геолого-геофизического материала об объекте изучения;
- обобщение и анализ материалов о геологическом строении Южно-Ягунского месторождения и исследуемого участка отдельного купола с целью доразведки выявленных залежей в отдельной структуре;
- выработка рекомендаций на проведение разведочного бурения для уточнения границ нефтеносности и подсчетных параметров нефти и перевода прогнозных запасов категории C_2 в категорию C_1 и возможного выявления новых залежей.

В орографическом отношении рассматриваемый район представляет собой пологую озерно-аллювиальную равнину южного склона Сибирских увалов, абсолютные отметки которой колеблются от 110 - 120 км на севере, до 70-75 км на юге. Гидрографическая сеть представлена реками субмеридионального направления: Ингу-Ягун, Кирил-Выс-Мун, Глунг-Ягун и другие.

Широко распространены болота и озера, которые являются составной частью грядково-озеркового комплекса микроландшафтов.

Район относится к слабо населённым, но с развитием нефтедобывающих и строительных работ за последние годы численность населения постоянно увеличивается за счет приезжих из других областей и республик. Коренное население – ханты и манси.

Дипломная работа состоит из введения, пяти глав, заключения и содержит 44 страниц текста, 3 таблицы, 2 рисунка, 7 графических приложений. Список использованной литературы включает 10 наименований.

Основное содержание работы

Рассматриваемое месторождение относится к территории Среднего Приобья. В активную стадию геологического изучения она вовлечена в конце сороковых годов двадцатого столетия. Региональные исследования проведены, в основном, за период с 1947 по 1957 год и включали в себя геологическую, аэромагнитную съемку, а также аэросейсмическое зондирование. На основании указанных исследований определены наиболее перспективные на нефть участки, в пределах которых с конца пятидесятых годов начат поиск и подготовка структур III порядка.

Данный этап сопровождался наращиванием площадных сейсморазведочных работ и бурением глубоких скважин. В результате этих сейсморазведочных работ определен общий структурный план района, выделен и изучен ряд тектонических элементов III порядка и локальных поднятий. Непосредственно в этот период времени Южно-Ягунская структура в составе общего Ягунского поднятия выявлена и оконтурена сейсморазведочными работами МОВ ОГТ. Результаты первых поисковых и последующих детальных сейсморазведочных работ (1976-1979 г.г.) показали, что Южно-Ягунское и Ягунское поднятия являются обособленными и разделяются между собой малоамплитудным прогибом. Первые поисковые скважины №51, № 52 в пределах рассматриваемой площади пробурены в 1971-1972 гг. Они вскрыли законтурные водонасыщенные части пластов

Затем, в соответствии с проектом глубокого поискового бурения пробурены скважины №53, №84, № 85. Две из них не дали положительных результатов, а в скважине №84 при испытании пласта ЮС1-1 получен приток воды с нефтью. Результаты начального поискового этапа работ показали, что сейсмооснова используемая в качестве обоснования заложения поисковых скважин, является малодостоверной и нуждается в уточнении. После проведения соответствующих исследований (СП 14/76-77 гг.) пробурена скважина №55. В ней была выполнена обширная программа по опробованию перспективных на нефть горизонтов (испытано 5 объектов). Промышленные притоки нефти получены из пластов БС11-2 и БС10-1. Эта скважина является первооткрывательницей Южно-Ягунского нефтяного месторождения

К настоящему времени Южно-Ягунское месторождение характеризуется довольно высокой степенью изученности. В его пределах пробурено 81 разведочная и более 1786 эксплуатационных. В новых скважинах проведены дополнительные исследования по опробованию, выполнен комплекс ГИС, в ряде скважин отобран керн, взяты пробы нефти и воды. В разведочных и эксплуатационных скважинах проведены работы по опробованию всех перспективных на нефть пластов, выполнены геофизические исследования, отобран дополнительный объем керна и глубинные пробы пластовых

Осадочный чехол Южно-Ягунского месторождения представлен преимущественно терригенными породами. Их общая толщина достигает более 3000 м. Они подстилаются эффузивами пермотриаса или палеозойскими изверженными породами. С мезокайнозойским осадочным комплексом связаны основные промышленные скопления нефти. Ниже приводится описание вскрытого разреза.

Вскрытый литолого-стратиграфический разрез Южно-Ягунского месторождения характерен для Западной Сибири. Месторождение имеет сложный литолого-стратиграфический разрез, обусловленный наличием стратиграфических несогласий. Анализ, приведенных выше описаний

позволяет сделать вывод, что разрез представлен терригенными породами континентального и морского генезиса. В юрско-меловое время на территории изучения были благоприятные условия для формирования природных резервуаров пластового типа, представляющих собой относительно равномерное чередование пластов-коллекторов, представленных песчаниками и алевролитами, и непроницаемых глинистых и аргиллитовых прослоев различной толщины.

Нефтеносными на месторождении являются нижнемеловые и верхнеюрские отложения, установлено 9 продуктивных пластов: пластам BC_{10}^1 , BC_{10}^2 , BC_{11}^1 , BC_{11}^{1a} , BC_{11}^2 , BC_{16} , BC_{18}^1 , BC_{18}^2 и $ЮС_1^1$.

В разрезе присутствует значительное количество чередующихся прослоев песчаников, алевролитов, аргиллитов, глин, что свидетельствует о благоприятных литологических условиях для формирования ловушек для залежей углеводородов и покрышек.

Для геологического строения Западно-Сибирской плиты характерно наличие трех структурно - тектонических этажей. Степень изученности их различна, т.к. нижний и средний пока исследованы недостаточно полно, а верхний, с которым связано большинство скоплений углеводородов, охарактеризован большей степени, как геофизическими методами, так и глубоким бурением. .

Нижний этаж, или фундамент, сформировался в палеозойское и допалеозойское время, представлен эффузивными, изверженными или сильно дислоцированными осадочными и метаморфическими породами. Он связан с геосинклинальным этапом развития Западно - Сибирской плиты.

Средний этаж объединяет породы, сформировавшиеся в перм-триасовое время в условиях геосинклинали. В отличие от нижнего этажа, эти породы менее дислоцированы и имеют меньшую степень метаморфизма.

Верхний этаж образовался в мезо-кайнозойское время в условиях устойчивого прогибания фундамента. Он характеризуется слабой дислоциро-

ванностью и практически полным отсутствием метаморфизма пород. Эти отложения слагают собой осадочный чехол Западно-Сибирской плиты

При отображении структурно-тектонического строения района Южно-Ягунское месторождения по верхнему этажу, за основу использована тектоническая карта 1999 года под редакцией В.И. Шпильмана на базе представлений о формировании структуры земной коры в процессе движений крупных литосферных плит мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты.

На территории исследований были прослежены 4 опорных отражающих горизонта: М – приуроченный к алымской пачке глин, Н – приуроченный к подошве покачевской пачки и стратиграфической кровле продуктивного пласта БС₁₁, Б – к кровле баженовской свиты и А – к эрозионной поверхности доюрских отложений [1,2,3].

Территория месторождения представлена группой приподнятых блоков, в целом ориентированных в северо-северо-западном направлении. Отдельные вершины Южно-Ягунской группы поднятий разбиваются на 2 – 4 и более блоков. Уже на уровне рассматриваемого структурного этажа проявляются четко выраженные линейные очертания складки.

Наиболее приподнятым с максимальными абсолютными отметками залегания кровли пласта ЮС₁ минус 2700м является основное поднятие. Его размеры по замкнутой изогипсе минус 2750м составляет 9*24 км при амплитуде 50м. На 20 – 30м ниже располагается привершинная часть юго-западного поднятия и на 50м – восточное поднятие. Их размеры соответственно равны: Юго-западное по изогипсе минус 2750м – 7*17 км; Восточное по изогипсе минус 2770м – 7*14 км. Отмеченная особенность строения структуры явилась основной причиной развития нефтеносности юры (пласт ЮС₁¹) в виде обособленных залежей, контролируемых в своем распространении отдельными куполами с коэффициентами заполнения ловушки 0,75 – 0,9. Вышележащий структурный план по неокотлоложениям изучен по реперной сейсмической поверхности Н,

которой в разрезе соответствует толща покачевских глин, являющихся экраном между пластами BC_{10} и BC_{11} . Общий структурный план сохраняется. Местоположение основных тектонических элементов существенно не меняется. Однако за счет конседиментационных процессов происходит некоторое расширение структуры и выполаживание, сравнительно четко выраженных по нижним горизонтам, межкупольных пережимов. В большей степени структурная дифференциация сохраняется на Восточном участке, где по пласту BC_{11}^2 , как и в юрских отложениях, нефтеносность развита в виде небольших залежей, контролируемых отдельными куполами. Основная часть поднятия трансформируется в единую складку, что предопределило формирование в ее пределах значительных по размерам залежей нефти с общим контуром нефтеносности (пласты BC_{10}^1 , BC_{10}^2 , BC_{11}^1 , BC_{11}^2). По вышележащему горизонту М происходит общее выполаживание структуры и нивелировка всех осложняющих элементов

Согласно тектоническому строению в пределах Южно-Ягунского месторождения по основным продуктивным горизонтам выделяется основная часть поднятия, которая трансформирована в единую складку, что предопределило формирование в ее пределах значительных по размерам залежей нефти с общим контуром нефтеносности (пласты BC_{10}^1 , BC_{10}^2 , BC_{11}^1 , BC_{11}^2) и Восточный участок, где по пласту BC_{11}^2 , ачимовской толщи BC_{16} , как и в юрских отложениях (пласт $ЮС_1^1$) нефтеносность развита в виде небольших залежей, контролируемых отдельными куполами.

Южно - Ягунское нефтяное месторождение расположено северо-восточной части Сургутского нефтегазоносного района (НГР) Среднеобской нефтегазоносной области. Промышленная нефтегазоносность Сургутского НГР- одного из основных по запасам нефти в западной Сибири, подтверждена открытием таких крупнейших месторождений, как Усть-Балыкское, Мамонтовское, Федоровское и др. Залежи нефти и газа открыты и разведаны в отложениях тюменской свиты (Федоровское, Тепловское), васюганской свиты (Когалымское), баженовской свиты (Малобалымское, Соимловское), в

группах пластов БС и АС мегнионской и вартавской свит (Федоровское, Усть-Балыкское, Холмогорское, Лянторское и др). Таким образом, этаж нефтегазоносности в рассматриваемом районе охватывает комплекс осадочных работ нижнее-среднеюрского-аптского возраста и составляет 1,5-2 км. [5].

Южно-Ягунское месторождение относится к многопластовым объектам. В процессе поисково-разведочного и эксплуатационного бурения залежи нефти выявлены в толще пород осадочного чехла, сформировавшуюся с раннеюрского до верхнемелового времени. На основании всех исследований и выполненного подсчета запасов нефти в пределах рассматриваемого месторождения установлено 9 продуктивных пластов: BC_{10}^1 , BC_{10}^2 , BC_{11}^1 , BC_{11}^{1a} , BC_{11}^2 , BC_{16} , BC_{18}^1 , BC_{18}^2 и $ЮС_1^1$. [2].

В настоящей дипломной работе представлены геологические материалы и нефтеносность более подробно только по тем горизонтам Южно-Ягунского месторождения, которые продуктивны в пределах Восточного купола, так как именно там планируется бурение разведочной скважины 116Р. На площади Восточного купола в пределах трех продуктивных горизонтов выявлено 10 залежей нефти [2].

Проведение разведочного бурения на Восточном куполе Южно-Ягунского месторождения обусловлено нефтеносностью отдельных залежей продуктивных пластов по данным сейсморазведки и результатов глубокого бурения скважин. Всего выявлено 5 залежей.

Осуществление доразведки — с целью подтверждения наличия эксплуатационных запасов нефти северо-западной части Южно-Ягунского месторождения, обусловлено возможной нефтеносностью перспективных пластов BC_{11}^2 (Сортымской свиты), $ЮС_1^1$ юрских продуктивных отложений. Также целью разведочного бурения является определение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, получение новых данных физико-химических характеристик пластовых флюидов, подсчетных параметров,

необходимых для подсчета запасов УВ. Перевод запасов из промышленных категорий C_2 в C_1 .

Ключевыми аспектами в пользу необходимости проведения разведочного бурения служат схожесть строения и небольшое отличие по глубине залегания продуктивных пластов.

Проектную разведочную скважину №116 предполагается заложить в сводовой части западного поднятия, в наиболее благоприятных структурных условиях, в 1025м западнее от скважины №176Р. (Прил.Е,Д,К)

Проектная глубина скважины – 2900м, проектный горизонт юрских отложений (Mz) (Прил.К).

Целью бурения разведочной скважины №116 является доразведка выявленных залежей нефти, в отложениях Сортымской свиты (Савуйская толща), а также обнаружение залежей нефти Васюганской свиты (Келловей-Оксфордских) отложениях.

Основные задачи разведочной скважины №116 являются:

- выявление в разрезе продуктивных коллекторов и определение их геолого-геофизической характеристики.
- обнаружение нефтяных залежей в пластах BC_{11}^2 , $ЮС_1^1$,
- уточнение литолого-стратиграфического разреза.
- вскрытие и опробование перспективных горизонтов.
- уточнение нефте и газонасыщенной мощности пластов.
- выделение, испытание и опробование перспективных на нефть горизонтов, определение свойств флюидов и определение фильтрационно-емкостных характеристик вмещающих пород
- оценка запасов месторождения
- установление основных характеристик залежей
- перевод запасов из категории C_2 , на более высокие промышленные категории запасов – C_1 .

При бурении скважины 116Р, будет доразведан пласт ЮС₁¹, ачимовского горизонта. так как он может иметь промышленные залежи углеводородов.

Для решения этих задач в скважине №116 рекомендуется проведение полного комплекса геофизических исследований для уточнения литологического состава, строения, а так же для выделения интервалов, насыщенных флюидами. Необходимо проводить отбор керн в интервалах разреза (минус 2362м - минус 2382м) , представляющих интерес в нефтегазоносном отношении, необходимо производить отбор шлама по всему стволу скважины через 5 метров проходки. Основные задачи лабораторного исследования керн определение следующих подсчетных параметров:

- коэффициент пористости;
- коэффициент проницаемости;
- коэффициент нефтегазонасыщенности;
- обоснование коэффициента извлечения нефти (КИН);
- обоснование зависимостей ГИС - керн.

Во всех случаях нефте, газо, водо проявлений предусматривается отбор проб: 2-3 литра жидкости и 0,020-0,030 м³ газа.

Необходимо предусматривать комплекс промыслово-геофизических исследований в скважине №116 который будет включать:

- стандартный каротаж (КС)
- метод потенциалов естественной поляризации (ПС)
- кавернометрию (КВ)
- радиоактивный каротаж (РК)
- микро каротаж (МКЗ)

Данные работы должны проводиться в масштабе 1:500 по всему разрезу скважины, а в интервалах залегания перспективных пластов в масштабе 1:200.

Проводка скважины должна сопровождаться контролем станции ГТИ.

Задача разведочного бурения будет считаться полностью решенной в следующих случаях если:

1. Доказано наличие залежей, получены промышленные притоки нефти. В случае получения промышленных дебитов следует выполнить исследование скважины на различных режимах, и диаметрах штуцеров, продолжить разведочное бурение.
2. Установлено непромышленное скопление углеводородов, дальнейшее продолжение поисковых работ является нецелесообразным.
3. Доказано отсутствие залежи в пределах исследуемой площади. В этом случае проводят анализ причин безуспешных поисков.

Кроме того, необходимо провести опробование возможных продуктивных пластов: BC_{11}^2 , $ЮС_1^1$. Ожидаемый прирост запасов по категории : $C_1=3040$ тыс.т, по категории $C_2=1161$ тыс.т. Начальные извлекаемые запасы соответственно $C_1=1223$ тыс.т, по категории $C_2=348$ тыс.т. Подробные расчеты в таблице 3.

Заключение

В настоящей дипломной работе обобщены результаты геолого-разведочных работ, геолого-геофизические данные глубокого поискового бурения, лабораторные исследования керн и пластовой нефти Южно-Ягунского месторождения.

Южно-Ягунское месторождение характеризуется довольно высокой степенью изученности. В его пределах к настоящему времени пробурено 81 разведочная и 1786 эксплуатационных скважин, в т.ч. 12 разведочных и порядка 525 эксплуатационных после предыдущего подсчета запасов. СК "ПетроАльянс" в 2000г переобработала и переинтерпретировала весь материал сейсмоки 2Д. Полученные новые данные позволили существенно дополнить представления о геологическом строении месторождения. Были уточнены границы ранее выявленных залежей нефти, а в отложениях юры и ачимовской толщии открыты новые продуктивные объекты.

По всем полученным материалам был составлен отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа (включая ТЭО КИН), создание компьютерных геологической и гидродинамической моделей Южно - Ягунского месторождения». Выполненные исследования позволили более точно определить развитие нефтеносности в разрезе месторождения и величину запасов по выявленным залежам. На основе имеющихся фактических материалов и последних исследований с использованием современных компьютерных технологий произведено геолого-физическое моделирование резервуаров, определена геометрическая форма залежей и выполнены картопостроения по всем подсчетным объектам. Определены запасы нефти и газа по продуктивным пластам БС₁₀¹, БС₁₀², БС₁₁¹, БС₁₁^{1a}, БС₁₁², БС₁₆, БС₁₈¹, БС₁₈² и ЮС₁¹.

В настоящей дипломной более подробно представлены геологические материалы по площади Восточного купола, где в пределах трех продуктивных горизонтов БС₁₁², БС₁₆, ЮС₁¹ где выявлено 10 залежей нефти. При положительном результате проектных разведочных работ по скважине 116Р ожидаемый прирост запасов составит (геологические/извлекаемые) по категории С₁=3040 тыс.т, по категории С₂=1161 тыс.т. Начальные извлекаемые запасы соответственно С₁=1223 тыс.т, по категории С₂=348 тыс.т.

Что экономически обосновывает рентабельность бурения данной разведочной скважины.

Список использованных источников

1. Поисковые сейморазведочные работы МОГТ-2D на Южно-Ягунском участке в пределах Сургутского района Тюменской области. Обобщение предыдущих материалов. Отчет партии 15/97-99 за 1997-2002гг. г.Уфа, ОАО «Башнефтегеофизика», 2002г.
2. Отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа (включая ТЭО КИН), создание компьютерных геологической и гидродинамической моделей Южно- Ягунского месторождения» . г.Москва, 2002г.

3. Сейсморазведочные работы по методике 3D на Южно-Ягунском участке в пределах Сургутского района Тюменской области. Отчет партий 14/01. г.Уфа, 2001г.
4. Шпильман В.И., «Пояснительная записка к тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты», Тюмень, 1999 год.
5. Колотухин А.Т., С.В.Астаркин, М.П.Логинова. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран//Учебное пособие, г. Саратов; Изд. Центр «Наука» 2013.364с.
6. «Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», ГКЗ, Москва, 1984 год;
7. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г., «Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом», Москва-Тверь, 2003 год.