

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 строение, нефтеносность и обоснование доразведки
юрских отложений Кечимовского месторождения".

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса, группы 551

210502 специальности «прикладная геология»

Геологического факультета

Жданова Романа Сергеевича

Научный руководитель

Кандидат геолого-минералогических наук , доцент _____ А.Т. Колотухин

Заведующий кафедры

доктор геолого-минералогических наук, профессор _____ А.Д.Коробов

Саратов 2016

Введение

Западная Сибирь по данным Салманова Ф.К. с соавторами (2007) по начальным запасам и ресурсам углеводородов (58%) является наиболее важной нефтегазоносной провинцией в России, а с учетом разведанных запасов нефти (68%) и газа (77%) она не имеет аналогов на территории России.

Однако основные открытия и приросты запасов нефти и газа в Западной Сибири приходится на период конца 80-х годов. За последние годы здесь открывались в основном мелкие и средние по запасам месторождения. В связи с этим существует проблема сохранения уровня добычи нефти и газа. Основные базовые месторождения Западной Сибири, дающие большую часть текущей добычи, входят в последнюю стадию разработки и характеризуются прогрессирующим ухудшением структуры запасов и технико-экономических показателей добычи.

Решение проблемы восполнения запасов может быть связано с открытием новых, более глубокозалегающих залежей нефти и газа в юрских отложениях, с открытием месторождений в еще недостаточно изученных районах севера и северо-востока Западной Сибири, а также с доразведкой участков залежей на разрабатываемых месторождениях, где запасы по тем или иным критериям оценены по категории C_2 .

Одним из таких месторождений, где есть резервы для увеличения запасов нефти промышленных категорий, является крупное по запасам Кечимовское месторождение. Исследования, направленные на выделение объектов в пределах разрабатываемых месторождений, на которых в результате дополнительного разведочного бурения возможно приращение промышленных категорий запасов, являются актуальными.

В связи с этим целью дипломной работы является обоснование доразведки залежей пластов ЮВ₁¹ и ЮВ₂ Кечимовского месторождения. Так как они являются основными объектами разработки на Кечимовском месторождении и их запасы по категории C_2 имеют наибольшие площади.

Для достижения поставленной цели будут решены следующие задачи: сбор и анализ геолого-геофизических материалов, анализ структурных планов по горизонтам юры и мела, анализ совмещенных контуров залежей и подсчетных планов, разработка рекомендуемых разведочных скважин и комплекс геолого-геофизических исследований в них.

При подготовке дипломной работы использовались материалы по геологическому строению и нефтеносности Кечимовского и соседних месторождений (результаты сейморазведочных работ, материалы бурения и испытания скважин, результаты изучения керна, шлама, проб флюидов в лабораторных условиях, опубликованные и фондовые источники).

Дипломная работа состоит из введения, пяти глав, заключения и содержит 47 страниц текста, 2 рисунка и 10 графических приложений. Список использованных источников включает 10 наименований.

Основное содержание работы

Планомерное изучение геологического строения района, в пределах которого расположено Кечимовское месторождение, начато с конца 40-х годов. В период с 1947 по 1957 год геолого-геофизические исследования носили региональный характер. В этот период были проведены следующие геолого-геофизические работы:

1. Геолого-геоморфологическая съемка масштаба 1:1000000 м. [1]
2. Аэромагнитная съемка масштабов 1:1000000 м и 1:200000 м.
3. Гравиметрическая съемка масштаба 1:1000000 м. [2]

С 1957 года начинается детальное изучение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности района Среднего Приобья.

Проводятся региональные сейсморазведочные работы в сочетании с глубоким бурением, в результате чего определен общий структурный план.

Начинается новый этап исследований – детальное изучение геологического строения и поиск структур III порядка. Этот этап характеризуется широким развитием площадных сейсморазведочных работ в сочетании с глубоким бурением. [3]

Основанием для постановки глубокого бурения на Кечимовском месторождении послужили материалы многократных сейсморазведочных исследований. По результатам этих материалов в 1978 году был составлен «Геологический проект поискового бурения на Кечимовской и Южно-Кечимовской площадях».

В 1979 году были пробурены первые поисковые скважины 1П и 2П, однако при испытании положительных результатов не получили. Далее последовал значительный перерыв в ГРП и только в 1985 году из юрских пластов поисковых скважин 13П, 14П и 15П были получены промышленные притоки нефти.

Впервые запасы нефти и растворенного газа были представлены в ГКЗ по данным 8 поисковых и 48 разведочных скважин и утверждены 23 октября 1992 года. ГКЗ постановило считать Кечимовское месторождение подготовленным к промышленному освоению. Реализация проекта пробной эксплуатации на месторождении началась в 1995 году. В 1996 году были введены в эксплуатацию промышленные объекты в промысловой индексации АВ₁ (скв.7070 и др.), АВ₂ (скв.133Р и др.), БВ₆ (скв.45Р, 59Р), ЮВ₂ (скв.7140).

В геологическом строении Кечимовского месторождения принимают участие породы палеозойского складчатого фундамента и залегающие на них терригенные отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Охарактеризованность разреза месторождения кернавым материалом неравномерная, наиболее полно изучена его продуктивная часть. Геологический разрез Кечимовского месторождения представлен континентальными и морскими отложениями (от прибрежных мелководных до глубоководных). Континентальные отложения наблюдаются в нижней-среднеюрской, сеноманской, олигоценовой частях разреза. В юрских и нижнемеловых отложениях развиты линзовидные пласты песчаников, алевролитов (ЮВ, БВ, АВ), с которыми связаны промышленные залежи нефти. Покрышками для залежей служат глинистые породы.

В тектоническом строении Кечимовского месторождения принимают участие отложения трех структурных этажей: нижнего – палеозойского фундамента, среднего – промежуточного чехла пермо-триасового возраста и отложения осадочного чехла мезо-кайнозойского возраста. [5]

Нижний этаж формировался в палеозойское и допалеозойское время и отвечает геосинклинальному этапу развития современной платформы. В пределах месторождения доюрское основание вскрыто двумя глубокими скважинами – 155П и 153П. Согласно описанию поднятого керна, на территории месторождения доюрский комплекс в верхней части представлен туфо-базальтовой породой. [3]

Средний структурно-тектонический этаж объединяет породы, отложившиеся в условиях парагеосинклинали, существовавшей в пермотриасовое время. Породы среднего этажа менее дислоцированы и имеют меньшую степень метаморфизма.

Верхний структурно-тектонический этаж формируется в мезозойско-кайнозойское время, в условиях длительного устойчивого прогибания фундамента. Он характеризуется слабой дислоцированностью и полным отсутствием метаморфизма пород, слагающих осадочный чехол плиты.

В региональном тектоническом плане Кечимовское месторождение расположено в зоне сочленения Нижневартовского свода и Ярсомовского прогиба. Восточная часть его расположена на западном склоне Покачевского куполовидного поднятия - структуре второго порядка, осложняющей Нижневартовский свод. Западная и южная части приурочены к Ярсомовскому прогибу, осложняющему северную часть Юганской мегавпадины (по Шпильману В.И.). Прогиб представляет собой узкую субмеридионально вытянутую структуру II порядка, разделяющую две крупнейшие структуры I порядка – Сургутский и Нижневартовский своды.

Анализ структурных планов по отражающим горизонтам А, Т₁, ЮВ₁, Б, БВ₆, АВ₁³ позволяет сделать вывод об унаследованном, в целом, развитии основной территории месторождения. Происходит некоторое смещение структур, выполаживание структурных планов вверх по разрезу. Региональный наклон отражающих горизонтов уменьшился от 350 м (кровля поверхности доюрского основания) до 67 м (стратиграфическая кровля пласта АВ₁³). В районе распространения аномального разреза баженоваской свиты (центральная часть месторождения) заметно осложняется структурный план баженоваской свиты и вышележащих нижнемеловых отложений.[4]

По схеме нефтегеологического районирования Кечимовское месторождение располагается на территории Нижневартовского и Сургутского нефтегазоносных районов (НГР), находится на севере

Среднеобской нефтегазоносной области (НГО). Установленная на них нефтеносность связана с коллекторами юры и нижнего мела.

В нефтегазоносном отношении разрез Кечимовского месторождения является типичным для Нижневартовского НГР, нефтесодержащими объектами на месторождении являются пласты AB_1^3 , AB_2 , $BВ_6$, Ю0-Ач, ЮВ₁¹ и ЮВ2. [8]

Залежи пластов AB_1^3 - AB_2 , залегающие в основании алымской и кровле ванденской свиты, соответственно, как и на других месторождениях, представляют единый гидродинамически связанный резервуар и имеют общую поверхность водонефтяного контакта. Разделение этого объекта по приуроченности к пластам обусловлено разными свойствами коллекторов пластов, характером распределения толщин из-за различий фациальной принадлежности.

Пласт $BВ_6^0$, выделенный в составе горизонта $BВ_6$ низов ванденской свиты, содержит на месторождении одну залежь нефти литологически ограниченного типа. Промышленная нефтеносность пласта была установлена испытанием в разведочных скважинах 45Р, 57Р и 59Р, расположенных на погружении Кечимовской группы структур. В результате испытания получены фонтанные притоки нефти в скважинах 45Р и 59Р с дебитами 63-72 м³/сут и нефти с водой в скважине 57Р.

Пласт ЮВ₀-Ач, выделенный в составе аномального разреза бажендовской свиты характеризуется наиболее сложным распределением нефтенасыщенных коллекторов по площади и разрезу. В принципе можно отметить, что на сегодняшний день отсутствуют какие-либо критерии прогнозирования развития залежей в этих отложениях. В какой-то мере сейсоразведкой определяется только границы развития аномального разреза.

Пласт ЮВ₁¹ является региональным нефтесодержащим объектом на многих месторождениях района. По результатам разведки в подсчете запасов 1992 года была представлена единая залежь литологически ограниченного типа. Восточная граница связана с литологическим экраном, положение

которого принято было достаточно условным по нескольким скважинам, вскрывшим пласт заглинизированным. На юге литологический барьер принят еще более условным, как граница залежи с полем водонасыщенных коллекторов пласта, располагающихся на более высоких гипсометрических уровнях. На западе границей принят внешний контур нефтеносности при уровне ВНК от -2785 м на юге до -2779 м на севере.

Пласт ЮВ₂ приурочен к кровле континентальных отложений тюменской свиты. В подсчете запасов 1992 как отдельные нефтесодержащие объекты были выделены пласты ЮВ₂¹ и ЮВ₂². По современным представлениям залежь пласта ЮВ₂ представляет крупную зону нефтегазоносности с размерами 30 x 16 км в границах Кечимовского месторождения. Нефтенасыщенные толщины по скважинам составляют в основном 3-4 м, но встречаются участки глинизации пласта, а также отложения русловых каналов с толщинами коллекторов до 8-12 м. [2]

Таким образом, на Кечимовском месторождении наиболее крупными залежами являются залежи пластов АВ₁¹-АВ₂, ЮВ₁¹ и ЮВ₂. Пласт ЮВ₀-Ач, выделенный в составе аномального разреза баженовской свиты характеризуется наиболее сложным распределением нефтенасыщенных коллекторов по площади и разрезу и является наименее изученным в пределах Кечимовского месторождения. Наибольший интерес для доразведки представляют пласты ЮВ₁¹ и ЮВ₂. Так как в залежах данных пластов имеются участки с наибольшими площадями, где запасы оценены по категории С₂.

Для доразведки месторождения были выбраны два эксплуатационных пласта ЮВ₁¹ и ЮВ₂.

Пласт ЮВ₁¹ выделен в васюганской свите. Залежи данного пласта по типу пластовые сводовые, литологически экранированные. Пласт характеризуется различной степенью изученности в пределах месторождения. По результатам геометаризации залежи пласта ЮВ₁¹ выделены две залежи нефти, оцененные по категориям В, С₁ и С₂. Начальные

балансовые запасы нефти северной залежи по категории C_2 оцениваются в 2209 тыс.т. Начальные балансовые запасы нефти южной залежи по категории C_2 в 1138 тыс.т. Итого начальные балансовые запасы нефти пласта ЮВ₁¹ по категории в C_2 3347 тыс.т.

Пласт ЮВ₂ выделен в тюменской свите. Залежи данного пласта по типу пластовые сводовые, одна из них литологически экранированная. Пласт характеризуется различной степенью изученности в пределах месторождения. По результатам геометаризации залежи пласта ЮВ₂ выделены две залежи нефти, оцененные по категориям В, C_1 и C_2 . Начальные балансовые запасы нефти северной залежи по категории C_2 оцениваются в 10308 тыс.т. Начальные балансовые запасы нефти южной залежи по категории C_2 в 5834 тыс.т. Итого начальные балансовые запасы нефти пласта ЮВ₂ по категории C_2 16142 тыс.т.

Перевод запасов категории C_2 в C_1 на объектах ЮВ₁¹ и ЮВ₂ рекомендуется за счет бурения дополнительных разведочных скважин.

Рекомендуется заложить три разведочные скважины.

Разведочную скважину №1 рекомендуется заложить в пределах южной залежи пласта ЮВ₁¹, в 1500 метрах в восточном направлении от скважины 22Р, как это видно на приложении Е. Проектный горизонт нижневасюганская подсвита. Проектная глубина 2890 м.

Разведочную скважину №2 рекомендуется заложить в пределах северной залежи пласта ЮВ₂, в 1500 метрах в юго-западном направлении от скважины 158Р, как это видно на приложении Ж. Проектный горизонт - верхняя часть тюменской свиты. Проектная глубина 2920 м.

Разведочную скважину №3 рекомендуется заложить в пределах южной залежи пласта ЮВ₂, в 3000 метрах в южном направлении от скважины 46Р, как это видно на приложении Ж. Проектный горизонт - верхняя часть тюменской свиты. Проектная глубина 2920 м.

Ожидаемый прирост запасов категории C_1 по пласту по пласту ЮВ₁¹ ~ 143/43 тыс.т. Ожидаемый прирост запасов категории C_1 , по пласту ЮВ₂ ~ 283/85 тыс.т.

С целью изучения литологического состава и коллекторских свойств пласта, выделения в разрезе нефтеносных и водоносных горизонтов планируется провести в рекомендуемых скважинах комплекс геологических, геофизических и гидрогеологических исследований. В случае получения промышленных притоков планируется перевод разведочных скважин №1, №2 и №3 в разряд эксплуатационных.

Заклучение

Кечимовское месторождение, расположенное в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа, было открыто в 1985 году, введено в разработку в 1995 году. Кечимовское месторождение по начальным извлекаемым запасам относиться к категории крупных, а по геологическому строению – к сложным. Начальных геологических (извлекаемых) запасов было утверждено по категории С1 272588 (77846) тыс.т, по категории С2 – 110632 (19683) тыс.т.

Несмотря на длительную разработку месторождения, некоторые залежи в его пределах изучены недостаточно полно. До настоящего времени на некоторых участках залежей запасы оценены по категории С₂.

Кечимовское месторождение отличается сложностью строения. Для него характерно: широкий стратиграфический диапазон промышленно продуктивных пластов, снизу вверх от ЮВ₂ до АВ₁³ включительно, контуры залежей Кечимовского месторождения по отдельным пластам переходят на соседние месторождения и сливаются с ними в одно целое.

В качестве основного объекта для доразведки предложены залежи пласта ЮВ₁¹, так как именно с ним связаны наибольшие по площади участки с запасами С₂. Для доразведки отдельных участков рекомендуется заложение трех разведочных скважин. Бурение этих скважин, комплекс геолого-геофизических исследований в них позволит в случае получения промышленного притока нефти в них прирасти запасы категории С₁ на Кечимовском месторождении.

Использованные источники

1. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома. Ю.Н. Карагодин, В.А. Казаринов, С.А. Рыльков и др. Новосибирск, Наука, 2005 год.
2. Клещев К.А., Шейн В.С. Нефтяные и газовые месторождения России. Справочник в 2х томах. М.ВНИГНИ, 2010год.
3. Вендельштейн Б.Ю., Козыра В.Ф., Яценко. Г.Г. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов. Калинин, НПО «Союзпромгеофизика», 1990 г., 261 с.
4. Конторович А.З., Нестеров И.И. Геология нефти и газа Западной Сибири. М, Недра, 1975.
5. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003 г.