# СОДЕРЖАНИЕ

# 1. ГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

# 1.1 Общие сведения о месторождении

# 1.2 Общая схема геологического строения месторождения

1.3 Тектоника

1.4 Нефтегазоносность

1.5 Водоносность

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Введение

Газовая промышленность является одной из ведущих отраслей нашего народного хозяйства. Природный газ и конденсат являются ценным сырьем для энергетической и химической промышленности.

Месторождение расположено в северной части бортовой зоны Прикаспийской впадины на территории Западно-Казахстанской области и имеет большое значение для развития промышленности Республики Казахстан в целом.

Большое содержание конденсата обуславливает высокую ценность добываемой пластовой смеси, которая является ценным исходным сырьем химической переработки.

На данном этапе разработки нефтегазоконденсатного месторождения остро встает вопрос о сохранении коэффициента конденсатоотдачи на высоком уровне, поддержание пластового давления начала конденсации для предотвращения ретроградных явлений и потерь конденсата в пласте и в призабойной зоне скважины.

Из существующих методов поддержания пластового давления газоконденсатных месторождений наибольшее распространение получил сайклинг-процесс.

Карачаганакское газоконденсатное месторождение открыто в 1979 году, когда Уральской нефтеразведочной экспедицией была пробурена первая разведочная скважина. Это нефтегазовое месторождение имеет площадь свыше 200 км2 и является одним из самых продуктивных в мире по добыче нефти и газа.

Месторождение отличается сложным геологическим строением, значительным изменением рабочего давления на устье скважины различных объектов разработки, значительными колебаниями пластового состава по объектам разработки высоким содержанием конденсата от 490 до 1000 г/м3 и токсичных корозионно-активных элементов.

Установленный этаж газоносности составляет более 1600 м (интервал глубин 3700 - 5360 м).

Принимая во внимание все эти факторы, нужно знать о том, какие вредные вещества и газы присутствуют на месторождении, каковы их свойства и какие средства защиты необходимо применять.

#### Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Бурлинском районе Западно-Казахстанской области Республики Казахстан, в 30 км к северо-востоку от города Аксай, в 150 км к востоку от города Уральск.

Дорожная сеть представлена автомобильными дорогами с твердым покрытием Аксай - Оренбург, Уральск - Оренбург и Западно-Казахстанской железной дорогой, проходящей через город Аксай. Основными видами транспорта является автомобильный и железнодорожный. В орографическом отношении район представляет равнину с редкой сетью оврагов и балок. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 80 до 130 метров. Гидрографическая сеть представлена к северу от месторождения рекой Урал, к северо-востоку рекой Илек, на западе рекой Утва. На площади встречаются небольшие естественные водоемы. Техническое водоснабжение обеспечивается преимущественно за счет подземных вод. Водоносные горизонты, залегающие на глубинах от 5 до 110 метров и приурочены к трещиноватым мергелям и известнякам, а также песчаником. Климат района резко континентальный, температура воздуха от - 400С зимой и до + 400С летом.

Превалируют ветры юго-восточного и северо-западного направления. Среднегодовое количество осадков составляет 0,3 - 0,35 м, выпадающих в основном летом, осенью и зимой. Снеговой покров, как правило, незначительный, на возвышенных местах практически отсутствует. Глубина промерзания грунта колеблется от 1 до 1,5 метров в зависимости от толщины снежного покрова. Продолжительность отопительного сезона 176 дней с 15 октября по 15 апреля. Растительность типичная для сухих степей. В пределах площади месторождения степи сплошь распаханы, свободны лишь участки вдоль оврагов и балок.

1.2 Общая схема геологического строения месторождения

Карачаганакское месторождение расположено на северной окраине Прикаспийской впадине. На основании данных сейсмической разведки в пределах территории Карачаганакского месторождения был выявлен хребет основания (слоя земной коры под осадочным слоем и над поверхностью Мохоровича). По оценке амплитуда хребта составляет 700 м, а глубина до его кровли - приблизительно-7 км. На основании сейсмических данных было высказано предположение о том, что основание покрыто комплексом древних терригенных отложений, над которыми залегают карбонатные отложения среднего и верхнего палеозоя. Эти отложения формируют крупный подсолевой массив, простирающийся в широтном направлении, параллельно окраине Прикаспийской впадины. Протяженность массива превышает 10 х 20 км, и его пределах общая толщина предсолевых карбонатных отложений верхнего девона и нижней перьми превышает 2000 м. За пределами массива мощность этих отложений составляет не более 600 м, и только изредка до 800 м. Карбонатные породы на всей площади покрыты карбонатно-сульфатными отложениями, мощность которых меняется значительным образом (от 7 - 10 до 3000 м). С точки зрения взаимного положения по отношению к солевым структурам, большинство подсолевых поднятий Карачаганакского месторождения расположено в межкупольном пространстве между соленосными массивами - Карачаганакской, Кончебайской и Сухореченской солевыми структурами. Межкупольный прогиб в основном заполнен верхними пермскими и триасовыми терригенными отложениями, имеющими тенденцию к падению в южном направлении. Как межкупольные прогибы, так и солевые купола покрыты тонким слоем юрско-меловых, неогеновых и четвертичных отложений, мощность которых не превышает нескольких сотен метров.

Основной карбонатный массив Карачаганакского месторождения является составной частью фаменско - артинского структурного яруса, который образует крупный, протяженный подсолевой массив, залегающий параллельно склону Прикаспийской впадины. Размеры Карачаганакского карбонатного массива в плане составляет 15 х 30 км, а его высота равна 1600 м. Стуктурный ярус подразделяется на три подъяруса: верхний девонский - тунейский, визейский - башкирский и ранний пермский. Отклонения среднего визейского периода залегают на размытой поверхности верхнего девонского - турнейского подъяруса. Нижняя часть среднего визейского разреза содержит аргиллитовый карбонатный маркирующий горизонт, толщина которого изменяется от 1,75 до 23,5 м. Поверх этого горизонта проходит субширотная антиклинальная складка, северное крыло которой характеризуется более крутым уклоном. В горизонтальном разрезе эта складка совпадает с северо-западным и северо-восточным склонами приподнятого основания.

Визейско-башкирский подъярус сверху ограничен допермским перерывом в осадконакоплении. В уплощенной приподнятой части, там, где свод достигает максимальной ширины, гребень свода образует дугу. Эта антиклинальная часть поднятия оконтурена стратоизогипсами 4400 и 4500 м, образуя основание нижней пермской структуры.

Пермский суперструктура залегает поверх хребта каменноугольного массива в пределах стратоизогипсы 4500 м. Данные, полученные по результатам бурения, указывает на то, что первоначально ранний пермский атолл начал формироваться в широкой восточной части изометрического каменноугольного основания. Однако степи понижения западной части основания превышало скорость рифообразования, в результате чего риф приобрел дугу образную форму. В западной части каменноугольного основания процесс раннего пермского рифообразования обладал меньшой интенсивности, и на этом участке была обнаружена низкоамплитудная органическая структура размера 3 х 4 км и мощностью свыше 100 м.

Кунгурско-татарский структурный ярус, отмеченный соляной тектоникой, образует перекрывающие породы Карачаганакского месторождения. Особенности соляной тектоники вели к формированию соляных хребтов на северной и южной окраинах подсолевой структуры со сложными переходами между соленосными и терригенными породами. В плане средняя часть подсолевой структуры залегает согласно с межкупольным прогибом, где солевые отложения практически отсутствуют, при этом при движении с северо-востока на юго-запад кунгурское сульфатное подразделение последовательно покрыто уфимскими, казанскими и татарскими отложениями. Триасовые отложения, залегающие в прогибе, демонстрируют моноклинальное понижение с севера на юг. На севере они залегают под неогеново-четвертичными отложениями, и при перемещении к югу они последовательно покрыты юрскими и меловыми отложениями.

Газовый регион

От верха пермского периода, около 3600 м ниже уровня моря, до глубины около 4950 м ниже уровня моря в каменноугольном регионе газовый конденсат медленно становится жирнее с увеличением глубины. Полученный при добыче газовый фактор уменьшается с приблизительно 2000 ст. м3 в верхней части газового региона до приблизительно 800 ст. м3 при глубине 4950 м ниже уровня моря. Остаточная (не разжижаемая) нефть, как видно, занимает около 4,5 % всего порового пространства в газовом регионе Карачаганака. Так как эта нефть не находится в состоянии равновесия с газом, газ в результате недонасыщен, так что конденсат не выпадает немедленно при снижении давления в резервуаре.

Нефтяной регион

С 4950 м ниже уровня моря вниз до водонефтяного контакта, около 5150 м ниже уровня моря, находится нефтяное крыло. Этот нефтяной регион должен быть разделен на две части, в каждой из которых нефть имеет довольно различные жидкостные свойства. На юге и на западе месторождения нефть быстро уплотняется с увеличением глубины, а содержание газа снижается с 800 ст. м3 на 4950 м ниже уровня моря до приблизительно 250 ст. м3 при 5150 м ниже уровня моря. На северо-востоке месторождения плотность нефти возрастает с увеличением глубины гораздо медленнее, и газовый фактор снижается меньше - с 800 м3 на 4950 м ниже уровня моря вниз до приблизительно 500 ст. м3 при водонефтяном контакте. Нефть в юго-западном регионе явно находится в состоянии гравитационного равновесия (или близко к нему) с увеличением глубины, в то время как нефть на северо-востоке не достигла этого состояния, что, возможно, предполагает произошедший позднее приток газа в эту область.

Различие между нефтями юго-западного и северо-восточного региона не абсолютна, и в некоторых скважинах добывается промежуточный тип. Есть еще некоторая неопределенность относительно характера нефти северо-восточного региона.

Важно признать, что в Карачаганаке нет очень четкой границы между газом и нефтью. Состав жидкостей таков, что при водонефтяном контакте пластовая жидкость довольно близка к своей критической точке. Это означает, что газ и нефть имеет очень схожие составы, так что при переходе от газа к нефти изменения в жидкостных свойствах происходят постепенно, а не внезапно. Поэтому точная позиция водонефтяного контакта не ясна из данных, и в любом случае при построении данной модели использовалось цифра 4950м ниже уровня моря, принятая российскими исследователями.

1.3 Тектоника

Карачаганакское месторождение расположено во внутренней части северной бортовой зоны Прикаспийской впадины, характеризующийся большой толщиной осадочного чехла и проявлениям солевой тектоники. По данным сейсморазведки в районе месторождения выделяются выступы фундамента со сложным строением и глубиной залегания поверхности в 6-7 км. Месторождение пространственно сопряжено с поднятием фундамента, амплитудой около 100м, ограниченного с севера дугообразным прогибом. С юга поднятие окаймляется двумя ветвями субширотного сброса, по которым поверхность фундамента ступенчато погружается с севера на юг. Амплитуда сбросов нарастает в западном направлении достигая 1200м. Сбросы древнего заложения по кровле терригенного девона не прослеживаются. Основной карбонатный массив связан фаменскоартинским структурным этапом.

1.4 Нефтегазоносность

Основная нефтегазоконденсатная залежь приурочена к крупному нижнепермскому карбонатному массиву с растворами 29 х 16 км и амплитудой около 1700м. Залежь массивная экранируется галогенно-терригенной покрышкой, представленной отложениями кунгурского яруса и верхней перми. Кроме основной нефтегазоконденсатной залежи установлена продуктивность карбонатного горизонта, из которого в скважине под № 30 получен приток газа с конденсатом, дебитом 47,7 тыс.м? / сут. Толщина филипповского горизонта колеблется от первых метров до 302 м. В горизонте практически повсеместно встречаются доломитовые прослои толщиной от долей до 10метров. Ловушка в горизонте пластов литологически замещённые границы залежей в краевых частях структуры определены уровнем газонефтяного контакта основной залежи. Коллекторские свойства пласта невысокие. По геофизическим исследованиям средние значения пористости в скважинах колеблются от 6 до 9% , достигая иногда 13%. Резервуар основной части залежи месторождения сложен аргоногенными известняками, доломитами и их переходными разностями. Тип коллектора поровый, порово-каверновый и в меньшей мере порово-трещинный и порово-каверно-трещинный. Залежь состоит из двух частей, газоконденсата, приуроченного к нижнепермско-каменноугольным отложениям и нефтяной подушки в каменноугольных отложениях. Газоконденсатная часть залежи охарактеризована 170 скважинами. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются по скважинам от 30 до 1041метра, при средневзвешенной по площади 280м. Зоны максимальных толщин приурочены к области развития нижнепермского рифогенного комплекса в центральной части месторождения, эффективный объём которого равен 30 % всей части залежи.

1.5 Водоносность

Карачаганакское месторождение расположено в пределах погруженной части Северо-Каспийского артезианского нефтегазоконденсатного бассеина. В осадочном чехле бассеина выделяется серия водоносных горизонтов и комплексов, составляющих два гидрогеологических этажа (надсолевой и подсолевой), разделённых региональным водоупором соленосно-ангидритовой толщей кунгурского яруса. Данные этажи представляют собой самостоятельные водонапорные системы, отличающиеся как гидродинамическим режимом, так и особенностями подземных вод. В надсолевом этаже суммарная толщина которого достигает 3500-4000м, водоносные горизонты и комплексы приурочены к отложениям четвертичного, неогенового, мелового, юрского, триасового и верхнепермского возраста. Данные о пластовых водах получены по разведочным скважинам, в которых вода изливалась.

Дебит излива колеблется по скважинам от 1,9 до 49 м? / сут. Устьевое статическое давление составляет 2,29-3,303 МПа. Плотность воды колеблется от 1,0784 до 1,1127 кг /м?. Общая минерализация от 117 до 189 кг/м?. Пластовое давление 60,19 - 61,12 МПа. Пластовая температура на глубинах 3200-5325 м равна 353-363 К.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По любым стандартам разработка месторождения Карачаганак требует очень больших инвестиций капитала. Для проекта подобных масштабов, продолжительность контрактного периода по которому составляет 40 лет, представляется более рентабельным установить с самого начала надёжное оборудование хорошего качества, чем пользоваться более дешёвыми, но не высокого качества материалами. Это особенно важно при осуществлении операций в удалённых местах, где какая-либо механическая поломка может привести к длительным простоям в ожидании поступления запчастей. По этой причине выбор оборудования для покупки должен делаться на основе стандартов спецификаций, а не по соображениям одной только стоимости. Подряды на снабжение всеми материалами, открытые в принципе для любых компаний, должны распределяться на конкурсной с подтверждением того, что соответствие конкретным стандартам является условием первостепенной важности. Ожидается, что строительство в большинстве своём поставщикам оборудования будут подрядчики из Западной Европы, США и СНГ. Ожидается, что строительство дорог и ряда других объектов промышленного строительства будет отдано местным казахским подрядчикам, строительство сложных технологических установок - восточно-европейским подрядчикам с использованием по отдельным позициям местных подрядчиков, а строительство небольших установок и резервуаров будет происходить в основном с использованием местных строительных компаний. Снабжение транспортными средствами, например грузовиками, будет делом западных и местных подрядчиков.

Предполагается, что все оборудование, закупленное в СНГ или Восточной Европе будет доставляться на Карачаганак по железной дороге.

Для большинства позиций главного капитального оборудования, бюджетные расценки были получены непосредственно от поставщиков оборудования. Для других статей расходов на оборудование была использована программа базы данных QueSStor, разработанная MAI в Великобритании. Программа QueSStor является одним из стандартов программного обеспечения нефтегазовой промышленности, и эта программа постоянно пополняется сведениями, содержащими данные по стоимости стандартного оборудования от поставщиков во всём мире. При этом вносились коррективы на поставку некоторого оборудования из стран СНГ и на использование местных строительных организаций.

Расчёт капитальных вложений основан на рыночных ценах, котирующихся в первом квартале 1997 года, с общей погрешностью от -10% до +25%. При этом учитывается, что НДС подлежит уплате в отношении всех материалов и услуг.

Капитальные вложения будут инвестироваться по следующим направлениям:

1.Бурение новых нефтяных и нагнетательных скважин и капитальный ремонт старых скважин для их восстановления.

2.Система сбора (сателлиты, выкидные линии, внутрипромысловые сети и сооружения).

3. Закачка газа (компрессорные станции и газораспределительные трубопроводы).

4. Установка подготовки газа УКГП-3 (модернизация).

5. Установки подготовки газа УКГП-2 (завершение строительства).

6. Карачаганакский перерабатывающий комплекс:

подготовка газа

обработка конденсата

утилизация газа

вспомогательные установки.

7.Нефтеконденсатный экспортный трубопровод.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1) СП « Бектель Снампрожетти»: «Проект разработки месторождения Карачаганак», 1999г.

2) Материалы, собранные на практике.