

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Прогнозирование момента приближения к зоне АВПД на
месторождении Тенгиз»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 431 группы
направление 21.03.01 нефтегазовое дело
профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»
геологического ф-та
Зайцева Никиты Анатольевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

Б.А. Головин

подпись, дата

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2021

Введение. Согласно данным Американской ассоциацией геолог-нефтяников (AAPG) и Американского геологического института (AGI), в карбонатных коллекторах сосредоточено до половины запасов углеводородов мира. Большинство месторождений-гигантов также находятся в карбонатных или преимущественно карбонатных осадочных комплексах. Одним из таких является месторождение Тенгиз.

Залежь Тенгизского месторождения представляет собой единый гидродинамический карбонатный резервуар массивного типа. По данным Chevron, 1979 [1] этот резервуар характеризуется значительной неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств пород и типов коллекторов как по вертикали, так и по латерали, поэтому изучение петрофизических свойств месторождения Тенгиз является актуальной на данное время задачей.

Месторождение Тенгиз было открыто в 1979 году в юго-восточной части Прикаспийской низменности и административно принадлежит Каратонскому округу Эмбинского района, Атырауской области.

Нефтеносность месторождения связана с отложениями средне-нижнекаменноугольного и девонского возрастов.

Тенгизская карбонатная постройка, к которой приурочена залежь нефти, имеет трапецевидную форму: плоскую кровлю и крутые крылья. Её размеры 22×23 км по изогипсе минус 5000 м, этаж нефтеносности достигает 1400 м.

Роль покрышки для залежи нефти выполняет толща пород нижнепермского возраста, включающая глинисто-карбонатные отложения артинско-московского возраста и сульфатно-галогенные породы кунгурского яруса толщиной 465-1655м.

В этих геологических условиях в нашей задаче является оперативное прогнозирование и выявление нижней части покрышки (подошвенного

ангидрита) залегающего над крупной УВ залежью со сверхвысоким пластовым давлением.

Опыт бурения глубоких скважин на месторождении Тенгиз показывает, что кровля зоны АВПД исследуемая в подсолевых продуктивных отложениях месторождения Тенгиз совпадает с поверхностью подсолевых отложений. Это, а также наличие в пластовых флюидах больших концентраций сероводорода, сильно увеличивает опасность возникновения аварийных ситуаций при вскрытии продуктивной толщи. Для предотвращения аварии предусматривается перекрытие контакта верхнеартинских и кунгурских накоплений 245 мм колонной, что требует возможно более точного прогноза глубины его залегания уже в процессе разбуривания соли.

Такой прогноз немыслим без знания особенностей строения и площадного распространения эвапоритовых литофаций, слагающих кунгурскую галогенную формацию, особенно ее нижнюю часть.

Цель работы состоит в определении и достоверности прогнозирования контакта верхнеартинских и кунгурских отложений в процессе бурения.

Данная цель предполагала решение следующих задач:

- изучить геолого-геофизическую характеристику района Тенгизского месторождения на основе имеющихся фондовых материалов, публикаций в научной литературе и сети интернет;
- описать методику выделения карбонатно-сульфатных галогенных пород в исследуемых скважинах по данным методов ГИС и ГТИ;
- охарактеризовать особенности геологического строения верхнеартинских и кунгурских отложений;
- построить схематическую карту мощности подошвенного ангидрита

месторождения Тенгиз

Данная работа включает введение, три раздела, заключение, список используемых источников, приложения.

Основное содержание работы

Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования»

Подраздел 1.1 «Общее административное положение и степень изученности Тенгизского месторождения» содержит общие сведения о территории исследования. В административном отношении исследуемая площадь расположена в Каратонском округе Эмбинском районе, Атырауской области.

Во втором подразделе 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза» приведено описание литолого-стратиграфического разреза исследуемой скважины № 5 в пределах юго-восточной части Прикаспийской впадины. В стратиграфическом плане вскрытый разрез осадочной толщи состоит из карбонатных массивов ранне- и среднекаменноугольного возраста, расположенных на общем девонском карбонатном основании. Верхний комплекс толщи (от верхнепермских до четвертичных осадков) представлен терригенными песчано-глинистыми породами. Средний комплекс выполнен соленосными отложениями кунгурского яруса, нижний подсолевой комплекс – карбонатными отложениями артинского яруса нижнепермского, ниже- и среднекаменноугольного отделов. Вскрытая мощность осадочной толщи 5400 м. .Общая толщина отложений в пределах платформенной части структуры и в области борта составляет около 1000 м. На флангах структуры отмечаются значительные колебаниями по толщине, значения которой составляют 393 – 746 м.

В подразделе 1.3 «Тектоника» В тектоническом плане Тенгизское месторождение расположено в южной части Прикаспийской нефтегеологической провинции и приурочено к Каратон – Тенгизскому блоку Тенгиз–Кашаганской платформы. Зарождение и формирование Тенгиз–Кашаганской платформы генетически связано с тектоническими процессами, развивающимися в позднефранско – ранневизейское время в области современного Южно–Эмбинского прогиба. Тенгизский тектонический блок байкальского фундамента юго-востока Прикаспийской впадины ограничен на севере Утыбайским, на юге Тугаракчанским и на востоке Каратонским (по В.С. Днепрову) глубинными разломами древнего заложения, прослеживающимися по поверхности Мохоровича.

Подраздел 1.4. «Нефтегазоносность» содержит информацию о нефтегазоносности района, в котором расположено исследуемое месторождение. Первооткрывательницей нефтяного месторождения Тенгиз явилась скважина Т-1, в которой в 1981 г. при кратковременном опробовании интервала 4054 - 4095 м был получен приток нефти дебитом свыше 100 м³ в сутки.

В результате последующих геологоразведочных работ было установлено, что по действующей в классификации запасов нефти месторождение относится к категории гигантских, а по установленной высоте залежи (1600 м), коэффициенту аномальности пластового давления (1,8), содержанию сероводорода в попутном газе (16%) является уникальным.

Тенгизская карбонатная постройка, к которой приурочена залежь нефти, имеет трапецевидную форму: плоскую кровлю и крутые крылья. Её размеры 22×23 км по изогипсе минус 5000 м, этаж нефтеносности достигает 1400 м.

Роль покрышки для залежи нефти выполняет толща пород нижнепермского возраста, включающая глинисто–карбонатные отложения артинско–московского возраста и сульфатно–галогенные породы кунгурского яруса толщиной 465-1655 м.

Установлено, что пустотное пространство пород-коллекторов довольно сложное и складывается из первичной межзерновой пористости, вторичных пор, каверн и трещин. На месторождении установлено три типа коллекторов:

- поровый;
- трещинно-каверново-поровый, каверново-поровый;
- трещинный;

Поровые, каверново-поровые и трещинно-каверново-поровые коллектора развиты в пределах платформы, включая бортовые части, а также на отдельных участках склона. Широкое развитие на склоне (микробиальные баундстоуновые постройки) получили трещинные коллектора.

Раздел 2 «Изучение литологического состава пород по данным каротажа». В геологических разрезах, составленных однотипными породами (терригенными, карбонатными), определение литологического состава пластов по данным каротажа производится более уверенно, чем в смешанных разрезах, представленных большим числом разнообразных по литологическому составу пород.

В первом случае для литологического расчленения разреза часто достаточно применение стандартного каротажа, тогда как для определения литологического состава сложных разрезов необходимо проводить комплексные исследования, применяя, кроме стандартного каротажа, другие методы промысловой геофизики.

В большинстве случаев задача расчленения разреза решается

наиболее успешно по диаграммам электрического каротажа: кривой кажущегося сопротивления, полученной при помощи стандартного для данного района зонда, и кривой ПС.

После электрических методов следуют зоны радиоактивного каротажа, гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа, кавернограммы, диаграммы продолжительности проходки, механического каротажа; результаты геохимических методов исследования скважин (газовый каротаж и люминесцентный каротаж) для определения литологического состава разреза практически не используются.

Карбонатные породы представлены в разрезе известняками и доломитами. Сопротивления карбонатных пород значительно превосходят сопротивления терригенных пород, в результате чего на диаграммах кажущихся сопротивлений пласты известняков и доломитов, залегающие среди терригенных пород, отмечаются очень высокими показаниями.

На диаграммах ПС известняки и доломиты, чистые от примесей глин, отмечаются глубокими минимумами. На диаграммах микрозондов известняки и доломиты, залегающие в песчано-глинистых породах, отмечаются высокими кажущимися сопротивлениями.

Глинистые известняки и доломиты отмечаются более высокими показаниями на диаграммах гамма-каротажа, чем чистые от примесей глин карбонатные породы. На диаграммах нейтронного гамма-каротажа пласты известняков и доломитов отмечаются обычно высокими показаниями.

Глинистые известняки и доломиты на диаграммах НГК отмечаются пониженными показаниями и для того, чтобы отличить их от пористых разностей, необходимо учитывать показания диаграмм гамма-каротажа или естественных потенциалов.

Гидрохимические отложения. На диаграммах кажущихся сопротивлений гидрохимические породы не отличаются друг от друга.

Исключение составляют пласты каменной соли, против которых вследствие растворения соли в воде диаметр скважины увеличен и кажущиеся сопротивления поэтому сильно занижены.

На диаграммах микрозондов гидрохимические отложения отмечаются высокими кажущимися сопротивлениями. Пласты каменной соли, залегающие среди нерастворимых в воде пород (ангидритов), отмечаются на диаграммах микрозондов низкими кажущимися сопротивлениями, если растворения диаметр скважины значительно увеличен против номинального значения.

На диаграммах нейтронного гамма-каротажа гидрохимические осадки хорошо отличаются друг от друга по величине зарегистрированной гамма-излучения.

В разделе 3 «Результаты работы» . Подошвенная ангидритовая пачка зафиксирована практически во всех скважинах, в которых проведен установленный комплекс ГИС, и вскрывающих подсолевые палеозойские отложения. в литологическом отношении она представлена тонкослоистым полосчатыми доломит-ангидритовыми породами, сложенными тонкими (не более 0,5 см) прослойками серого и дымчато-серого мелко тонкозернистого ангидрита и еще более тонкими (до 1 м) прослойками серого темно-серого доломита, ориентированными преимущественно перпендикулярно оси керна.

Нередко доломит-ангидритовые породы имеют брекчиевидное строение (брекчии обрушения) и состоят из круглых (до 7-10 см) и мелких неокатанных обломков криптозернистого и афолнигового доломита, сцементированных неравномерно зернистым ангидритом с элементами текстур течения. Кроме того, встречаются достаточно мощные прослои массивных и плотных ангидритов серого и светло-серого цвета, разнозернистых, в различной степени пере кристаллизованных.

Общая пористость описанных пород обычно колеблется в пределах 0,07-6,9%, в отдельных случаях достигая 9, 13% . Содержание карбонатного (в том числе доломитового) материала также непостоянно изменяется от 0,4 до 21, 1%. Плотность их обычно высока и достигает значений 2,85 г/см³.

Как известно, слоистые или полосчатые ангидрит-доломитовые породы образуются в застойных условиях в результате осаждения из суперсоленых вод либо изолированных лагун, либо приливно-отливной полосы эвапорит-карбонатной береговой зоны. Своеобразная обстановка благоприятная для испарения морской воды, в местах впадения в осадок гипса приводит к доломитизации вод. Тяжелые рассолы, опускаясь вниз от верхнеприливной поверхности, доломитизируют подстилающие осадки.

Все это привело к весьма специфическому распределению мощностей подошвенного ангидрита над Тенгизским подсолевым поднятием. На крыльях поднятия мощные монофациальные ангидритовые пласты либо уточняются (возможно, вплоть до полного выклинивания) либо распадаются на серию мелких линз.

Описанную закономерность в распределении подошвенного ангидрита необходимо учитывать при прогиозировании кровли зоны АВПД в подсолевых отложениях Тенгиза в процессе бурения. Как показывает опыт скважинных геолого-геохимических и технологических исследований, пачки сульфатно-карбонатных пород вполне уверенно диагностируются при изучении параметров скорости проходки и литологического состава проб шлама в полевых условиях на автоматических станциях геолого-технических исследований. Зная положение скважины относительно элементов структуры поднятия по кровле верхнеартинских отклонений и мощность положенного ангидрита в данной точке, любой участковый геолог может дать достаточно точный прогноз глубины залегания кровли подсолевых отложений для спуска 245

мм обсадной колонны.

Заключение. В результате выполненного исследования достигнуто следующие:

-выявлены информативные параметры для детального литолого-стратиграфического расчленения пород сульфатно-карбонатной толщи;

-подошвенная ангидритовая пачка зафиксирована во всех исследуемых скважинах и представлена полосчатым ангидритом и ангидрит-доломитовыми породами;

-прослежены основные закономерности распространения “подошвенного” ангидрита в скважинах месторождения Тенгиз;

В этих условиях увеличение в разрезе мощности сульфатной пачки в подошве галогенного комплекса является одним из критериев прогнозирования и выделения подсолевых поднятий указанного типа в юго-восточных районах прибортовой зоны Прикаспийской впадины.

Описанную закономерность в распределении подошвенного ангидрита необходимо учитывать при прогнозировании кровли зоны АВПД в подсолевых отложениях Тенгиза в процессе бурения.