

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

Кафедра геофизики

**«Выделение пластов коллекторов по данным ГТИ  
на Астраханском газоконденсатном месторождении»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 4 курса 431 группы  
направление 21.03.01 нефтегазовое дело  
профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»  
геологического ф-та  
Рохмонова Мухаммадали Ровшонбек угли

**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 2022

**Введение** геолого-технологические исследования (ГТИ) являются основой для принятия решений при проводке стволов скважин. Большое практическое значение имеет также использования данных ГТИ при изучении перспективных пластов-коллекторов непосредственно в процессе бурения. Данная задача имеет большое практическое значение, так как эффективное ее решение позволяет значительно сократить материальные затраты на выявление новых месторождений углеводородного сырья, повысить надежность подготовки структур к глубокому бурению, сосредоточить поисково-разведочные работы на наиболее важных направлениях. Особый интерес в получении геолого-геофизической информации по данным ГТИ представляет Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ), где, не смотря на то, что оно разбуривается с 70-х годов, до сих пор есть много сложностей, обусловленные как геологическим строением, так и коллекторскими свойствами пород.

**Целью** выпускной квалификационной работы является изучение карбонатных пластов-коллекторов филипповского горизонта кунгурского яруса нижней перьми (Pi kg-fil) в процессе бурения на примере Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ).

Данная цель предполагает решение следующих задач:

- дать геолого-геофизическую характеристику разреза АГКМ;
- изучить методику проведения ГТИ.
- изучить методику интерпретации данных ГТИ.
- выделить карбонатные пласт филипповского горизонта кунгурского яруса нижней перьми в процессе бурения по скважинам АГКМ.
- дать оценку характера насыщения карбонатных пластов-коллекторов филипповского горизонта кунгурского яруса нижней перьми (Pi kg-fil) в процессе бурения.

Настоящая выпускная квалификационная работа состоит из введения, трех разделов (1.Геолого-геофизическая характеристика района работ; 2.Методика исследований ГТИ; 3. Результаты исследования), заключения и приложения.

## **Основное содержание работы.**

**Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика Астраханского газоконденсатного месторождения»** содержит 5 подразделов.

### **Подраздел 1.1 «Общие сведения о месторождении».**

Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) открыто в 1976 г и приурочено к наиболее приподнятой части карбонатных отложений среднекаменноугольного возраста астраханского свода, залегающих на глубине ниже 3850 м. Залежь массивная, водоплавающая с порово-каверново-трещинным типом коллектора, этаж газоносности более 200 м. Астраханское ГКМ является уникальным как по запасам, так и по компонентному составу газа, в котором присутствуют высокое содержание конденсата и большое количество высокотоксичных, агрессивных компонентов – сероводорода (более 25%) и углекислого газа (более 12%), что диктует применение коррозионно-стойкого промышленного оборудования и приборов. В промышленную разработку наиболее подготовленная и значительная по запасам левобережная часть месторождения введена в 1986г. Астраханское газоконденсатное месторождение располагается в юго-западной прибортовой зоне Прикаспийской впадины. Административно она размещается в пределах Наримановского, Красноярского, Харабалинского и Енотаевского районов Астраханской области. Его юго-восточное окончание расположено на территории Казахстана.

### **Подраздел 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика».**

Астраханский свод, как и прилегающие к нему территории юго-западной части Прикаспийской впадины, характеризуются сложностью геологического строения. Наличие здесь отдельных тектонических зон с неодинаковой историей геологического развития и активный соляной тектогенез обусловили различия литолого-стратиграфических разрезов.

**Подраздел 1.3 «Тектоника».** Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) приурочено к центральной части Астраханского свода (АС) - крупной структуре второго порядка, расположенной на юго-западе

Прикаспийской впадины. АС является одним из звеньев в системе краевых поднятий, обособившихся между опущенной частью древней платформы в виде Прикаспийской впадины, с одной стороны, и зон моноклиального прогибания, обрамлявших в палеозое древнюю платформу, с другой стороны. Унаследовано развиваясь в течение палеозоя, АС отчетливо выражен в рельефе поверхности кристаллического фундамента и подсолевых горизонтов. В перекрывающих их мезозойских образованиях особенности геоструктуры палеозойского свода проявляются слабо. Все сведения о глубине залегания и гипсометрия поверхности фундамента базируются на геофизических данных, главным образом, данных сейсморазведки КМПВ и МОВТ. По этим материалам своду отвечает субширотно-ориентированный блок фундамента с глубиной залегания его в предвершинной части 7–8 км, длиной 140–180 км, шириной 100–140 км. В юго-западном, северо-западном и северном направлениях фундамент погружается до глубины 15–20 км, при этом темп погружения в сторону грабенообразного отрога под грядой Карпинского более быстрый, чем в сторону Центрально-Прикаспийской депрессии. К востоку полоса приподнятого залегания блока фундамента с небольшими прогибами между ними продолжается вплоть до восточного борта впадины.

**Подраздел 1.4 «Нефтегазоносность».** Газоконденсатная залежь с высоким содержанием кислых компонентов приурочена к карбонатным отложениям башкирского яруса среднекаменноугольных образований, представленного прикамским, северо-кельтменским и краснополянским горизонтами. Установленный этаж газоносности составляет 230–250 м. В отложениях башкирского яруса зафиксированы нефтегазопроявления различной интенсивности во всех скважинах, пробуренных к настоящему времени в пределах, АС. По представлению большинства исследователей, на основании имеющихся геолого-геофизических данных и данных опробований в скважинах, залежь массивная с единым газо-водяным контактом, проходящим по отметке минус 4073 м. Установленный этаж газоносности составляет 230–250 м.

**Подраздел 1.5 «Гидрогеологическая и термобарическая характеристика разреза».** Гидрогеологические особенности района работ

определяются наличием двух гидрогеологических комплексов (надсолевого и подсолевого), разделенных мощным водоупором - толщиной соли. Комплексы отличаются гидродинамикой и гидрохимией подземных вод. В целом исследуемая территория является областью разгрузки артезианского бассейна. На Астраханском газоконденсатном месторождении по стратиграфическому разрезу минерализация пластовых вод постепенно увеличивается, с 1 до 30 г/л в неогеновом и палеогеновом комплексах, 30 до 130 г/л в меловых, 130–150 г/л в юрских и до 200-240 г/л в триасовых отложениях. Рассолы (300–400 г/л) зафиксированы в кунгурских соленосных толщах. Резервуар газоконденсатной залежи характеризуется высокой степенью изоляции. Замкнутость газодинамической системы залежи обусловила возникновение АВПД. О напряженности гидродинамической обстановки свидетельствуют коэффициенты аномальности, достигающие в пределах залежи значений 1.56–1.58. Пластовые давления залежи достигают 62 Мпа, температура до 118°C.

**Раздел 2 «Методика исследований ГТИ»** содержит восемь подразделов.

**Подраздел 2.1 «Механический каротаж».** Геолого-технологические исследования скважин - комплексные исследования содержания, состава и свойств пластовых флюидов и горных пород в циркулирующей промывочной жидкости, также характеристик и параметров технологических процессов на различных этапах строительства скважин с привязкой результатов исследований ко времени контролируемого технологического процесса и к разрезу исследуемой скважины.

Задачи выполняемые ГТИ можно условно подразделить на три большие группы: технологические, геологические и технико-экономические. В данной работе рассмотрены геологические задачи. Геологические задачи ГТИ включают в себя:

- построение в процессе бурения фактического литологического разреза скважины;
- оперативное выделение опорных пластов–реперов;

- проведение литолого–стратиграфического расчленения разреза;
- оперативное выделение пластов–коллекторов;
- определение характера насыщения коллекторов.

Для решения геологических задач геолого–технологических исследований применяется ряд методов: отбор и описание проб шлама и керна, проведение люминисцентно–битуминологического анализа (ЛБА), проведение термо–вакуумного анализа (ТВД), анализ попутного газа при помощи газоаналитического оборудования, проведение измерения карбонатности горных пород, фракционный анализ, измерение плотности и пористости горных пород, гидродинамические исследования в скважине, контроль технологических параметров бурения.

Для решения поставленных в работе задач в скважинах Астраханского газо–конденсатного месторождения рассмотрим комплекс геофизических методов: детальный механический каротаж, люминисцентно–битуминологический анализ, карбонатометрия, газовый каротаж и др. Дадим их краткую характеристику.

Измерение механической скорости проходки является обязательным при проведении геолого–технологических исследований. Изучение закономерностей ее изменения называется механическим каротажем. Метод основан на изменении скорости бурения или обратной ее величины – продолжительности бурения заданного постоянного интервала. При прочих равных условиях эти параметры зависят от литологического состава пород и коллекторских свойств. Метод применяется для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и зон АВПД. Механический каротаж проводится путем измерения времени бурения заданного интервала проходки (0,2; 0,5; 1,0 м) или механической скорости через 0,5; 1,0 м с помощью датчиков, входящих в комплект газокаротажных и геолого–технологических станций. При проведении механического каротажа по продолжительности проходки интервала необходимо соблюдать следующее условие: величина выбранного интервала должна кратно (не менее чем в 5–6 раз) превышать

максимально возможную подачу инструмента на забой (при отсутствии автомата подачи).

**Подраздел 2.2 «Детальный механический каротаж».** Исторически сложилось в ГТИ, что данные исследования назывались - детальный механический каротаж (ДМК) и для решения геологических задач использовалась не величина механической скорости проходки, а величина, обратная ей, которая физически является продолжительностью бурения интервала проходки; эту величину и продолжают называть ДМК.

**Подраздел 2.3 «Отбор проб бурового шлама и образцов керна».** Для получения точной и качественной информации геологические исследования необходимо проводить с соблюдением целого ряда правил и требований. Необходимо это как при работе с отбором бурового шлама, так и с проведением анализов. Исследования должны проводиться согласно единой технологической схеме. Технологическая схема включает в себя следующие этапы: отбор проб бурового шлама и образцов керна → привязка шлама и керна к глубине → пробоподготовка → проведение анализов → обработка информации.

**Подраздел 2.4 «Карбонатометрия горных пород».** Карбонатометрия горных пород в ГТИ определяется с целью построения литологической колонки горных пород, вскрываемых скважиной, а также для определения литологического состава пород. Определение карбонатности горных пород осуществляется путем измерения объема или давления углекислого газа, выделившегося при взаимодействии исследуемой породы с соляной кислотой, и проводится с целью определения литологического состава пород. Для проведения анализа используется карбонатометр, который позволяет количественно измерить содержание кальцита, доломита и нерастворимого остатка в буровом шламе или керне. Принцип работы карбонатомера основан на измерении давления углекислого газа, выделяющегося при взаимодействии измельченного образца горной породы (керна, буровой шлам) с разбавленной до 5% соляной кислотой.

### **Подраздел 2.5 «Люминесцентно-битуминологический анализ».**

Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) – это полуколичественный метод определения содержания и состава рассеянных в породе битуминозных веществ, применяемый для обнаружения, первичной диагностики типов битуминозных веществ и выявления характера их распределения в горных породах и минералах. Анализ основан на свойстве битумоидов, при их облучении ультрафиолетовыми лучами, испускать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяет визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе. Обнаружение, первичная диагностика и выяснение характера распределения битуминозных веществ в горной породе включают: визуальный просмотр шлама (керн) на присутствие битумоидов; капельно-люминесцентный анализ для определения качественного состава и количественного содержания битумоидов в шламе (керне) и в капиллярных вытяжках.

**Подраздел 2.6 «Газовый каротаж».** Газовый каротаж - метод исследования скважин, основанный на определении содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости. Газовый каротаж представляет собой прямой метод выделения пластов, содержащих УВ, в разрезе скважины. Он предназначен для оперативного выделения в нем перспективных на нефть и газ интервалов, а также для оперативного прогнозирования и выделения в разрезе скважины НПП. Газовый каротаж основан на изучении количественного и качественного состава углеводородного газа, попавшего в промывочную жидкость в процессе разбуривания горных пород при проводке скважин. Информативными газами для выделения продуктивных пластов являются предельные УВ от метана до пентана (C1-C5).

**Подраздел 2.7 «Термо-вакуумная дегазация проб шлама и бурового раствора».** Термо-вакуумная дегазация (ТВД) - это дополнительный метод при выделении перспективных пластов-коллекторов и зон аномально высоких поровых давлений. Путем термо-вакуумной дегазации происходит извлечение



газа из открытых пор шлама, а также газа содержащегося в буровом растворе. После проведения ТВД, отобранную пробу анализируют с помощью хроматографа, где определяют количество и состав газовой смеси.

### **Подраздел 2.8 «Методика отдельного анализа газа (РАГ)».**

Методика палеток отдельного анализа газа (РАГ) является классической методикой прогнозной оценки характера насыщения при помощи построения палеток. По данным компонентного газового анализа, полученного при опробовании или испытании пластов, и для типовых месторождений строились палетки РАГ. На этих палетках, на вертикальных осях откладывались средние величины относительного содержания УВ в процентах. Полученные по результатам газового каротажа, опробования или испытания пластов, как для продуктивных, так и для водоносных (непродуктивных) пластов. Через эти точки для каждого пласта проводились кривые (ломаные линии), характеризующие средний компонентный состав газа в пласте.

**Раздел 3 «Результаты работ».** Результаты исследований представлены по материалам ГТИ по скважине №715 АГКМ. Исследуемый филипповский горизонт кунгурского яруса нижней перьми ( $P_i$  kg-fil) расположен на глубине 3825-3855м скважины № 715 АГКМ, является репером и имеет двухчленное строение (репер R1 и репер R2) и уверенно прослеживается по всей площади АГКМ. Филипповский горизонт  $P_{if}$  мощностью 18метров расположен в интервале 3807–3825 м, сложен известняком глинистым от темно серого до серого. ЛБА имеет тип ЛБ. В скважине №715 АГКМ репер R2 филипповского горизонта расположен на глубине 3820–3825 м, имеет мощность 5 м, представлен известняком темно-серым мелкокристаллическим, тонкоплитчатым, трещиноватым, глинистым, при растирании заметен запах сероводорода. Репер R1расположен на глубине 3838–3855м, мощностью 7 м, представлен известняком темно-серым, мелкокристаллическим, глинистым, трещиноватым, плитчатым, при растирании - запах сероводорода. ДМК изменяется от 30 до 90 мин/м. В интервалах между известняками R1 и R2 расположена гипс-

ангидритовая порода светло-серая, белая, мелкокристаллическая, тонкополосчатая за счет терригенно-карбонатных прослоев, трещиноватая, плотная.

В соответствии с методикой интерпретации данных газового каротажа по палетке РАГ, описанной в параграфе 2.8 данной работы были рассчитаны величины относительного содержания УВ в процентах. Значения содержания каждого углеводородного компонента (С1-С5) были перевести их в относительные проценты путем составления пропорции:  $C_1+C_2+C_3+C_4+C_5 - 100\%$ . Полученные значения для всех компонент  $C_1, C_2, C_3, C_4, C_5$  были нанесены на бланк палетки РАГ. Сопоставляя фактическую кривую с эталонными на палетке РАГ можно сделать вывод о том, что газовая аномалия, наблюдаемая в исследуемом пласте генетически связана с нефтяными залежами.

**Заключение.** Таким образом подводятся итоги проведенного исследования, формулируются основные теоретические и практические выводы.

В процессе написания бакалаврской работы была изучена геолого-геофизическая характеристика Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ), освоена методика проведения ГТИ и методика интерпретации данных ГТИ, был проинтерпретирован материал по комплексу методов ГТИ скв. №715 АГКМ, что позволило определить границы исследуемого карбонатного пласта-коллектора филипповского горизонта кунгурского яруса нижней перьми (Pi kg-fil), выявить его литологию, определить характер насыщения в процессе бурения.

Из сопоставления построенной фактической кривой компонентного состава газа с палеткой РАГ, сделан вывод, что карбонатные коллекторы филипповского горизонта кунгурского яруса нижней перьми (Pi kg-fil) АГКМ относятся к газовым залежам, генетически связанным с нефтяными залежами.

Таким образом, в результате выполненного исследования была подтверждена геологическая эффективности комплекса ГТИ, применяемого на Астраханском газоконденсатном месторождении.