

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ  
Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**«Геолого-технологические исследования в процессе строительства  
скважин (на примере Астраханского зазоконденсатного  
месторождения)»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

студента 4 курса 431 группы очной формы обучения

геологического факультета

по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Геолого-геофизический сервис

нефтегазовых скважин»

Салман Ахмед Давуд Салман

Научный руководитель

кандидат геол.- мин.наук, доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Зав. кафедрой

кандидат геол.-мин.наук, доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2020

**Введение.** Данная выпускная квалификационная работа посвящена сопровождению процесса бурение станцией геолого-технологических исследований (ГТИ) является неременным условием эффективной и безаварийной проводке скважин.

ГТИ являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин и предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей, а также обеспечение выполнения природоохранных требований.

ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Цель моей работы заключается в эффективном проведении ГТИ скважины на примере Астраханского газо-конденсатного месторождения. Для достижения цели решались задачи оперативного изучения геологического строения разреза скважины, выделение продуктивных пластов с целью повышения качества проводки и сокращения цикла строительства скважин на основе сопоставления получаемой в процессе бурения геолого – геохимической, геофизической и технологической информации.

В основу написания работы положены материалы, полученные во время работы в промыслово-геофизической партии на Астраханском газо-конденсатном месторождении.

Данная работа включает введение, 3 раздела, заключение, список используемых источников, приложение. Общий объем работы составляет 58 страниц.

Введение

1 Геолого-геофизическая характеристика Астраханского газоконденсатного месторождения

2 Методика ГТИ на Астраханском газоконденсатном месторождении

3 Результаты исследований

Заключение

Список использованной литературы

Приложения

**Основное содержание работы. Раздел 1 Геолого-геофизическая характеристика Астраханского газоконденсатного месторождения** содержит четыре подраздела.

Подраздел 1.1 «Географо-экономическая характеристика и состояние изученности территории исследования» содержит общие сведения о территории исследования. Астраханское газоконденсатное месторождение, располагается в п. Аксарайский Астраханской области. По административному делению, площадь работ находится в Харабалинском районе Астраханской области. Областной центр - г. Астрахань находится в 70 км на юг-юго-запад.

В орогидрографическом отношении территория представляет собой полупустынную степь-равнину, покрытую грядами незакрепленных и полужакрепленных песков с крутизной склонов более 20. Абсолютные отметки рельефа составляют минус 10 – минус 20м. Гидрографическая сеть непосредственно на площади работ отсутствует. Уровень грунтовых вод находится на глубине 12 м и более от дневной поверхности. Снабжение технической водой для бурения и испытания обеспечено артезианской скважиной, специально пробуренной на глубину до 300 м.

Климат района резко континентальный с жарким сухим летом ( $t+400C$ ) и холодной, малоснежной зимой с ( $t$  до  $-350C$ ). Продолжительность отопительного сезона 160 дней. Среднегодовое количество осадков 200-250 мм. Почти круглый год дуют сильные, преимущественно восточные ветры, иногда переходящие в пыльные бури, особенно в апреле и октябре месяце.

Дорожная сеть представлена: железной дорогой Астрахань-Москва, Астрахань-Волгоград, Астрахань-Гурьев, шоссейной дорогой Астрахань-Волгоград и дорогами с бетонным покрытием в пределах комплекса АГКМ.

Подраздел 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика продуктивной толщи». Газоконденсатная залежь приурочена к карбонатным отложениям башкирского яруса, представленного прикамским, северокельтменским и краснополянским горизонтами. Результаты эксплуатационного бурения подтверждают тот факт, что выдержанная по мощности и имеющая региональное распространение сакмаро-артинская толща, представленная плотными крепкими аргиллитами, доломитами, не является надежной покрывкой газоконденсатной залежи, т.к. наличие серии тектонических нарушений, отмеченных не только на сейсмопрофилях, но и в пробуренных скважинах (8-Э, 8-А, 99, 313) говорит о возможности разгрузки залежи в вышележащие отложения, вплоть до полного ее разрушения, что подтверждается наличием локальных залежей нефти и газа в вышележащем филипповском горизонте. Формирование таких залежей, видимо, можно приурочить к тектоническим разрушениям и зонам дробления, как сакмаро-артинских, так и филипповских отложений, имеющих карбонатно-терригенные пропластки малой мощности (1-3 м) с коэффициентом пористости 6-8%.

Таким образом, для башкирской залежи основным флюидоупором служат отложения кунгурского яруса, представленные солью, способной залечивать тектонические нарушения.

В структурном плане поверхность башкирских отложений представляет собой сложно построенный рельеф. Абсолютные отметки поверхности

продуктивной толщи колеблются в значительных пределах: от — 3757 (скв.316) до —4012 (скв.304).

Возможно, существует определенная закономерность гипсометрии кровли башкирских отложений с величинами толщин газонасыщенной части разреза. Все это сказывается на неравномерности распределения по площади удельных ёмкостей толщи и, в конечном итоге, плотности запасов углеводородного сырья.

В стратиграфическом отношении исследуемая продуктивная толща представлена отложениями пермской системы.

В подразделе 1.3 «Тектоническое строение» приведены данные о структурном плане изучаемой площади». Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) приурочено к центральной части Астраханского свода (АС) - крупной структуре второго порядка, расположенной на юго-западе Прикаспийской впадины, вблизи от ограничения впадины варисцидами кряжа Карпинского. 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 трога 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.

Таким образом, Астраханское валообразное поднятие, к которому приурочено одноименное газоконденсатное месторождение, является крупной тектонической структурой. Основные элементы тектонического строения месторождения, установленные сейсморазведкой, подтверждаются результатами глубокого поисково-разведочного бурения.

Подраздел 1.4. «Нефтегазоносность». Продуктивный комплекс башкирского яруса включает карбонатные отложения краснополянского, северо-кельтменского, прикамского и мелекесского горизонтов, к которому приурочена массивная залежь газа с конденсатом с высоким содержанием кислых компонентов. На базе запасов этой крупнейшей залежи формируется Астраханский газохимический комплекс.

Башкирский карбонатный нефтегазоносный комплекс на Астраханском своде представлен преимущественно органогенными известняками пористыми, пористо-кавернозными, трещинными. Региональной покрывкой служит плотная пачка нижнепермских карбонатно-кремнисто-глинистых пород сакмаро-артинского яруса и вышележащая толща кунгурской соли. Промышленная нефтегазоносность отложений комплекса установлена открытием Астраханского серогазоконденсатного месторождения, которое по величине запасов флюидов и содержанию сопутствующих компонентов (сера, углекислота) является уникальным. Залежь приурочена к карбонатным породам башкирского яруса с невысокими коллекторскими свойствами: средняя пористость 8-11%, проницаемость 0,00036-0,0017 мкм<sup>2</sup>. По представлению большинства исследователей, на основании имеющихся геолого-геофизических данных и данных опробований в скважинах, залежь с единым газо-водяным контактом, проходящим по отметке минус 4073 м. Установленный этаж газоносности составляет 230-250 м.

Мощность продуктивной пачки до 230 м, эффективная – до 100 м. Залежь массивно-пластового типа. Дебиты газа колеблются от 150 до 1020 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Особенностью компонентного состава газа является высокое содержание кислых компонентов (43%). Газ следующего состава (%): метана 51,3; этана 2,5; пропана 0,9; бутана 0,6; сероводорода до 25; двуокиси углерода 19. Газ содержит соединения органической серы(меркаптаны) 460 мг/м<sup>3</sup>. Содержание конденсата колеблется от 120 до 417 г/м<sup>3</sup>.

**Раздел 2 «Роль ГТИ в бурении»** содержит 4 подраздела, 4 пункта.

Подраздел 2.1. «Задачи и комплексы ГТИ» описывает основные задачи и комплексы ГТИ. Геолого-технологические исследования в процессе бурения позволяют решать технологические и геолого-геохимические задачи.

Технологические задачи решают путем контроля за состоянием породоразрушающего инструмента и циркуляцией промывочной жидкости (ПЖ), работой элементов бурового оборудования и соблюдения предусмотренного регламента технологии бурения геолого-техническим нарядом (ГТН). Технологические исследования также несут и геологическую информацию, например: детальный механический каротаж (ДМК), газовый каротаж, фильтрационный каротаж, а также изменение давления часто сигнализируют о вскрытии коллекторов. Геологическая и технологическая информация взаимосвязаны, одна вытекает из другой и разделить их затруднительно, и поэтому только комплексная интерпретация результатов исследований способствует решению поставленных задач. Большую роль при этом играют геолого-геохимические исследования ПЖ и шлама.

Подраздел 2.2. «Станция ГТИ». С целью вскрытия продуктивной толщи башкирского яруса среднего карбона, была заложена вертикальная эксплуатационная скважина №27. Проектная глубина — 4030м.

Бурение скважины сопровождалось геолого-технологическими исследованиями, которые проводились отрядом ГТИ ПФ «Астраханьгазгеофизика».

Для исследований использовалась компьютеризированная станция ГТИ «ИМС 96-03» с автоматизированным газокаротажным хроматографом «Геопласт-04М», который осуществляет отдельный компонентный анализ по углеводородным газам предельного ряда C1-C5. А также комплектом датчиков для регистрации технологических параметров.

Основной первичной производственной единицей службы ГТИ является отряд, осуществляющий круглосуточное сопровождение процесса строительства скважины, обеспечивающий:

- 1) регистрацию параметров;
- 2) визуализацию их на экране дисплеев;
- 3) обработку данных с определением расчетных параметров;
- 4) оперативный анализ ситуации;
- 5) выдачу предупреждений геологической и технологической службе об отклонении параметров от проектных;
- 6) выдачу предварительных заключений о перспективах нефтегазоносности геологического разреза скважины по комплексу методов ГТИ;
- 7) получение достоверной информации на основании правильной настройки, своевременной профилактики и ремонта аппаратного обеспечения и датчиков;
- 8) оперативную интерпретацию показаний датчиков и своевременное оповещение буровой бригады и мастера об отклонениях от РТК, отработке долота, предаварийных ситуациях.

Подраздел 2.3. «Методы определения момента вскрытия пластов-коллекторов и характера их насыщения».

Пункт 2.3.1 «Механический каротаж». Механический каротаж как метод основан на изменении скорости бурения (Умех) или обратной ее величины — продолжительности бурения заданного постоянного интервала (ДМК). При прочих равных условиях эти параметры зависят от литологического состава пород и их коллекторских свойств. Метод применяется для литологического расчленения геологического разреза скважины и выделение пластов-коллекторов.

Механический каротаж проводится путем измерения времени бурения заданного интервала проходки (0,1; 0,2; 0,5; 1,0 м) или механической скорости (через 0,5; 1,0 м) с помощью датчиков, входящих в комплект станции ГТИ.

Пункт 2.3.2 «Расходометрия». Расчет интенсивности поглощения бурового раствора и проницаемости пласта-коллектора предпочтительнее

производить путем контроля за изменением бурового раствора в одной приемной емкости, которая отделяется от других емкостей на период контроля. Ограничения в применении способа определения момента вскрытия пласта-коллектора по данным расходомерии связаны с отсутствием высокоточных датчиков для измерения расхода бурового раствора на выходе скважины и сложностью учета потерь раствора в циркуляционной системе на поверхности (утечки в желобной системе, потери на выбросах т.д.).

Пункт 2.3.3 «Газовый каротаж». Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых пород. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов-коллекторов, зон аномально высоких поровых давлений, предупреждения выбросов пластовых флюидов.

Подраздел 2.4 «Аппаратные и программные комплексы станции ГТИ». Компьютеризированная станция геолого-технологических исследований нефтегазовых скважин, с комплексом первичных преобразователей, предназначена для автоматизированного сбора, обработки и интерпретации первичной технологической и геолого-геохимической информации, с использованием компьютерной технологии исследований при бурении вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ.

Пункт 2.4.1 «Оборудование для геолого-технологических исследований». Датчик перемещения талевого блока предназначен для контроля и регистрации положения и скорости перемещения талевого блока буровой установки. Датчик веса предназначен для измерения веса бурового инструмента и контроля нагрузки на долото в процессе бурения, а также для измерения веса на крюке буровой установки в процессе различных технологических операций при строительстве скважин. Датчик давления предназначен для измерения высокого давления бурового раствора в нагнетательной линии. Датчик ходов насоса предназначен для регистрации

ходов поршня насоса высокого давления при производстве буровых работ. Индикатор потока предназначен для непрерывного контроля изменения потока промывочной жидкости и измерения ее температуры, как в закрытых, так и в открытых желобах. Датчик оборотов ротора предназначен для регистрации оборотов ротора при производстве буровых работ. Датчик момента на роторе предназначен для измерения момента на роторе при роторном бурении. Датчик положения клиньев ротора предназначен для определения положения клиньев стола ротора. Датчик уровня бурового раствора (ультразвуковой) предназначен для измерения объема бурового в рабочих емкостях.

**Раздел 3 «Результаты исследования»** содержит четыре подраздела.

Подраздел 3.1 «Данные, полученные в ходе строительства скважины». Сводки за сутки, рейс, в которых показаны многие данные: параметры бурения, раствора, какие химические реагенты вводились в раствор, компоновка низа бурильной колонны (КНБК), характеристики долота, баланс затраченного времени на какую-либо технологическую операцию (относится к технико-экономическим показателям (ТЭП) строительства скважины), краткая литологическая характеристика вскрытого геологического разреза скважины.

Подраздел 3.2 «Интерпретация данных ГТИ». Интерпретация геолого-геохимической информации включает в себя: предварительное расчленение разреза по механическому и газовому каротажу, определение литологического состава пород и предварительное стратиграфическое расчленение геологического разреза скважины по шламу и керну.

Подраздел 3.3 «Результаты технологических исследований». Технологические исследования проведены в интервале 0-4009м. Проведена диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени. Процесс бурения и СПО сопровождался частыми посадками и затяжками бурового инструмента, что связано с сальникообразованием и неустойчивостью ствола скважины при прохождении глинистой толщи. При решении задач по раннему

предупреждению аварийных ситуаций и раннего обнаружения газонефтеводопроявлений был использован комплекс датчиков: давления промывочной жидкости, глубиномер, вес на крюке, ультразвуковые уровнемеры, датчик температуры БР на выходе и т.д.

Подраздел 3.4 «Результаты геолого-геохимических исследований». Геолого-геохимические исследования на скважине проводились в интервале 0-4009м. мех. скорость от 2 мин./м. до 180 мин./м. В процессе работ бурением вскрыты карбонатные отложения башкирского яруса среднего карбона. Отбор шлама проводился с интенсивностью необходимой для детального расчленения разреза скважины, выделения в нём пластов коллекторов, определения характера их насыщения и определения емкостных характеристик нефтегазонасыщенных коллекторов.

**Заключение.** В данной бакалаврской работе рассмотрен процесс геолого-технологических исследований в результате бурения скважин на примере Астраханского ГКМ и показано решение следующих задач:

- литолого-стратиграфическое расчленение геологического разреза скважины (исследование шлама, керна на литологический состав, исследование по механическому каротажу, стратиграфическое расчленение разреза по реперам).

- выделение в геологическом разрезе скважины пластов коллекторов (по ДМК, газовому каротажу, фильтрационному каротажу).

- оценка характера насыщения пласта по результатам измерения газосодержания и газонасыщенности бурового раствора, шлама, керна. По нефтебитумосодержанию бурового раствора, шлама, керна.

Изучив в процессе бурения геологическое строение разреза скважины, по оперативным результатам выполняемых работ, мною были выделены продуктивные интервалы, насыщенные углеводородами.

На основе полученной геолого-геохимической, геофизической и технологической информации было достигнуто сокращение цикла строительства скважины, а также повысилось качество проведения работ.

В целом ГТИ на Астраханском ГКМ показали высокую эффективность прямых методов исследований бурящихся скважин. Результаты испытаний и опробований в основном (за редким исключением) подтвердили оценку продуктивности отложений по данным ГТИ, что после проведения ГИС подтверждено каротажным материалом.