

Министерство образования и науки Российской Федерации  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«ВЫДЕЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ В  
РАЗРЕЗЕ СКВАЖИНЫ ПО ДАННЫМ ГТИ  
(НА ПРИМЕРЕ РАСКАТОВСКОЙ ПЛОЩАДИ БЛИЖНЕГО  
САРАТОВСКОГО ЗАВОЛЖЬЯ)»**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

Студента 6-го курса 631 группы  
020302 специальности геофизика  
геологического факультета  
Афанасьева Алексея Сергеевича

Научный руководитель:  
кандидат геол.-мин.наук, доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Б.А. Головин

Заведующий кафедрой:  
кандидат геол.-мин.наук, доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2016

## ВВЕДЕНИЕ

Геолого-технологические исследования скважин (ГТИ), зародившись как одно из направлений геофизических исследований нефтяных и газовых скважин, в настоящее время представляют собой сложный комплекс контрольно-измерительных и вычислительных мощностей (информационно-измерительную систему). Опираясь на прямые физические данными, основываясь на новых методиках получения и анализа информации наряду с совершенствованием конструкций наземных датчиков и систем мониторинга служба ГТИ становится стержневым элементом сопровождения бурения скважины, способным объединить данные ГИС (как на трубах, так и на кабеле), керна, ИПТ и стать ключевым источником комплексной информации – как геологической, так и технологической – для компании-заказчика буровых работ.

Методами ГТИ решают комплекс геологических и технологических задач, таких как выделение во вскрываемом скважиной разрезе перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию интервалов отбора керна и испытания, обеспечение безаварийной проводки скважин.

В настоящей дипломной работе показана реализация технологии ГТИ в скважине Раскатовской площади, расположенной на территории ближнего Саратовского Заволжья, с целью уточнения геологического строения района работ, выделения в разрезе перспективных интервалов, оценки их нефтегазонасыщенности.

Достижение указанной цели потребовало решения задач изучения геологического строения вскрываемого скважиной разреза; определения положения в разрезе проницаемых и потенциально продуктивных пластов; обоснования необходимого и достаточного комплекса методов ГТИ, позволяющего решать геологические задачи в конкретных геологических условиях.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В первом разделе, **геолого-геофизическая характеристика района работ**, приводятся общие сведения о территории исследований. В административном районе работ расположен в Марксовском, Советском и Энгельсском районах Саратовской области. По соседству располагаются населенные пункты: Безымянное, Липовка, Луговское, Фурмановка, Раскатовка.

Район работ в орографическом отношении представляет собой холмистую равнину, наклоненную в сторону р.Волги и расчлененную овражно-балочной сетью. Абсолютные отметки достигают 50 м.

Детальное изучение геологического строения Ближнего Саратовского Заволжья началось с 40-х годов XX века.

В результате проведенных в 1943-1950 гг. геофизических работ, структурного бурения, а с 1948 года разведочного бурения установлен ряд поднятий, приуроченных к тектоническим линиям: Степновско-Советской, Степновско-Фурмановской, Советско-Генеральской и Грязнушинской. Позднее, в 1950-1954 годах были выявлены еще две тектонические линии: Генеральско-Советская и Фурмановско-Степновская.

В период с 1962 по настоящее время территория изучается глубоким бурением, сейсморазведкой, гравиразведкой, геохимической съемкой и термометрией.

Открыт ряд месторождений нефти и газа: Генеральское, Степновское, Суловское, Фурмановское, Южно-Генеральское, Луговское и др. Позднее буровые работы сместились в южные районы ССВ, где развиты погребенные структуры, либо вообще не выраженные, либо очень слабо выраженные в рельефе каменноугольных отложений. Здесь по данным структурного бурения, профильного глубокого бурения и сейсморазведки МОВ-ОГТ, были выделены еще несколько перспективных площадей и объектов и открыты Грязнушинское, Южно-Грязнушинское, Пионерское месторождения.

На территории района работ наиболее древними вскрытыми породами являются отложения эйфельского яруса среднего девона. Разрез сложен

терригенными и карбонатными породами девонской, каменноугольной, юрской, неогеновой и четвертичной систем.

В тектоническом отношении район работ занимает центральную часть Степновского сложного вала.

По мнению ряда авторов Степновский вал является погребенным тектоническим элементом, входящим в состав Рязано-Саратовского прогиба, сформированного как палеозойская структура над Пачелмским авлакогеном. Степновский сложный вал сформирован в средне-верхнедевонское время на рифейском основании.

В нефтегазогеологическом отношении территория относится к Степновскому нефтегазоносному району Нижне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

В пределах данного района промышленно продуктивны отложения пяти регионально продуктивных нефтегазоносных комплексов:

- средне-верхнедевонский карбонатно-терригенный;
- верхнедевонско-нижнекаменноугольный карбонатный;
- нижне-верхневизейский терригенный;
- верхневизейско-нижнебашкирский карбонатный;
- верхнебашкирско-нижнемосковский терригенный.

Ловушки терригенного девона антиклинальные, пластовые сводовые, тектонически экранированные, или без тектонического экранирования, отдельные резервуары имеют литологические ограничения.

Залежи в каменноугольных отложениях как в карбонатном (малевский, упинский, черемшано-прикамский горизонты), так и в терригенном разрезе (бобриковский, тульский, верейский горизонты) являются пластовыми сводовыми. Ловушки ряда залежей в каменноугольных отложениях пластовые, стратиграфически экранированные.

Во втором разделе, **методика работ**, рассматривается методика проведения ГТИ, в том числе: комплекс методов ГТИ, решаемые задачи, регистрируемые параметры, применяемые аппаратура и оборудование.

С помощью ГТИ 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, оптимизацию интервалов отбора керна и испытаний, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Определение характера насыщения коллекторов определяется геологическими методами, наиболее важным из которых является газовый каротаж.

**Газовый каротаж** основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделение зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа.

По способу проведения исследований различают газовый каротаж в процессе бурения и газовый каротаж после бурения. При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание  $G_{\text{сум}}$  углеводородных газов и периодически (цикл анализа на хроматографе) компонентный состав углеводородных газов (УВГ), попавших в буровой раствор из разбуриваемых горных пород. Газовый каротаж после бурения включает непрерывное измерение УВГ и периодическое измерение компонентного состава газа, попавшего в буровой раствор в результате диффузии или фильтрации УВГ из водонефтегазоносных пластов при простое скважины.

При интерпретации результатов газового каротажа в процессе бурения по кривой  $G_{\text{сум}}$  или покомпонентного анализа, регистрируемых непрерывно в функции времени, выделяются участки аномалий и определяется природа газовых аномалий. При наличии газовой аномалии, обусловленной поступлением газа из пласта, для каждого метра рассчитываются значения флюидных коэффициентов и определяется относительный состав газа.

По палеткам отдельного анализа газа (РАГ) и по палеткам граничных

флюидных коэффициентов (ГФК), построенными применительно к исследуемой площади или району, определяют характер насыщения коллектора.

Появление газовой аномалии может быть обусловлено следующими причинами:

- уменьшение расхода бурового раствора;
- увеличение механической скорости проходки;
- поступлением газа из разбуриваемого пласта;
- поступлением газа из глин с аномально-высоким поровым давлением;
- наличием в буровом растворе примесного газа;
- наличием в буровом растворе рециркуляционного газа.

При разбурировании зон с аномально-высоким поровым давлением наблюдается увеличение газопоказаний, обусловленное повышением пористости глин и возрастанием, в связи с этим, объема газа, поступающего в буровой раствор. Аномалии данного типа характеризуются постепенным увеличением газопоказаний по мере вхождения в зону с аномально-высоким поровым давлением и установившимися повышенными значениями газопоказаний во время прохождения ее.

Повышение газопоказаний за счет наличия в буровом растворе рециркуляционного газа обуславливается плохой очисткой и дегазацией выходящего из скважины раствора, вследствие чего газ не успевает выделиться в воздух и закачивается обратно в скважину.

Газовые аномалии, связанные с добавлением в буровой раствор нефтепродуктов и прочих химических реагентов, значительно повышают общий газовый фон, что приводит к потере полезной информации, но выявление причины аномалии не вызывают затруднений при тщательном контроле за вводимыми в буровой раствор добавками.

Компонентный анализ газоздушнoй смеси, полученный при непрерывной дегазации промывочной жидкости, дал возможность существенно повысить эффективность газового каротажа и расширить масштабы его внедрения.

Использование флюидных коэффициентов, то есть отношений

компонентов между собой, позволяет определять характер насыщения пластов, состояния флюида в залежи, а также решать задачи, связанные с генезисом данной залежи.

Важнейшим методом оценки насыщения является **люминесцентно-битуминологический анализ**, основанный на свойстве битумоидов, при их облучении ультрафиолетовыми лучами, испускать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяют визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе.

Для количественной оценки содержания битумоидов в исследуемой пробе в полевых условиях используется пятибалльная система

Механический каротаж как метод основан на изменении скорости бурения или обратной ее величины – продолжительности бурения заданного постоянного интервала (ДМК). При прочих равных условиях эти параметры зависят от литологического состава и коллекторских свойств пород. Метод применяется для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и зон АВПД.

По механическому и газовому каротажу имеется возможность выделения пластов-коллекторов и предварительного определения характера их насыщения.

К **техническим средствам ГТИ** относится компьютеризированная станция ГТИ, представляющая собой информационно-измерительную и аналитическую систему, предназначенную для непрерывного получения геолого-технологической информации на всех этапах строительства скважины.

Источниками информации при реализации ГТИ являются: геологические материалы, переданные Заказчиком; образцы горных пород (шлам, керн); пробы бурового раствора; циркулирующий буровой раствор; технологические параметры процесса проводки скважины; характеристики и состояние элементов бурового оборудования.

В процессе проведения ГТИ выполняются следующие виды работ, измерений и исследований: эпизодический отбор, подготовка и анализ образцов горных пород шлама (керн - по отдельному заказу); эпизодический отбор и

анализ проб бурового раствора; непрерывное измерение параметров бурового раствора устанавливаемыми в циркуляционной системе соответствующими датчиками; извлечение из части циркулирующего бурового раствора углеводородных и неуглеводородных газов путем непрерывной принудительной дегазации; подача извлеченной ГВС на непрерывный и эпизодический газовые анализы; непрерывный анализ ГВС на суммарное содержание УВ газов, а также на содержание метана и тяжелых углеводородов (C2 - C6), а по отдельному заказу - на содержание сероводорода, водорода, кислорода, углекислого газа, паров воды и т. п.; циклический (с периодом не более 3-х минут) покомпонентный газовый анализ на метан, этан, пропан, бутан, изобутан, пентан, изопентан с помощью хроматографа; циклический (с периодом 20 - 40 секунд) покомпонентный газовый анализ на C1 - C6 и неуглеводородные газы (азот, кислород, углекислый газ, сероводород, водород, пары воды, гелий, аргон) с помощью масс-спектрометра по отдельному заказу; автоматическое измерение технологических параметров процесса бурения устанавливаемыми на буровом оборудовании соответствующими датчиками; автоматическая регистрация результатов измерений и обработка информации с помощью компьютеров; визуализация получаемой информации на мониторах компьютеров в станции ГТИ, на пульте бурильщика, на компьютерах бурового мастера и супервайзера; интерпретация полученной технологической и геолого-геохимической информации; представление информации Заказчику на согласованных типах носителей, включая бумажный.

Для выполнения перечисленных измерений и исследований станция ГТИ комплектуется соответствующим оборудованием и аппаратурой.

Аппаратура и оборудование для геологических исследований включает устройство для отбора шлама (лоток), помещаемое в открытую часть желоба; термовакуумный дегазатор для полного извлечения из шлама, керна и бурового раствора свободного и растворенного газа; бинокулярный микроскоп, обеспечивающий 100-кратное увеличение; аналитические весы электронного типа с диапазоном измерений не менее 0-200 г и погрешностью не более  $\pm 5$  мг;

карбонатомер для представление данных в виде кривой давления CO<sub>2</sub>; сита для фракционного анализа шлама; устройство для сушки с терморегулятором; ультрафиолетовый осветитель для качественного изучения образцов шлама в широком диапазоне УФ-излучения; аппаратуру для капельно-хроматографического люминесцентно-битуминологического анализа – ртутно-вольфрамовая (кварцевая) лампа с длиной волны 365 нм;

В разделе 3, **результаты проведенных исследований**, приводятся сведения о литологии и характере насыщения пород вскрытого разреза.

Скважина № 1 Раскатовской площади заложена с целью поиска залежей нефти и газа в девонских отложениях. Проектная глубина скважины 1827 м, проектный горизонт – средний девон. Достигнутый забой – 1870 м.

Бурением пройдены каширские карбонатные, верейские терригенные, башкирские и серпуховско-окские карбонатные, тульские и бобриковские терригенные, франско-фаменские карбонатные и эйфельско-живетские терригенно-карбонатные отложения.

В процессе бурения по данным ДМК, ЛБА, газового каротажа выделены предположительно нефтенасыщенные породы коллекторы в интервалах залегания верейских, бобриковских и турнейских отложений. Выполненная оценка по данным ГТИ согласуется показаниями методов ГИС.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе бурения скважины выполнен комплекс методов ГТИ, включающий фракционный анализ шлама; определение карбонатности пород; люминесцентный анализ шлама, керна и бурового раствора; определение объемного газосодержания бурового раствора; измерение суммарного газосодержания бурового раствора; измерение компонентного состава углеводородного газа в газовоздушной смеси, извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора; термовакуумная дегазацию проб шлама и керна.

Использованная методика проведения ГТИ позволила выполнить литолого-стратиграфическое расчленение вскрытого разреза, выделить коллекторы и охарактеризовать газонасыщенность пройденных бурением интервалов; уточнить геологическое строение разреза. По результатам ГТИ в процессе бурения оперативно выдавались рекомендации на отбор и корректировку интервалов отбора керна.

В породах верейского горизонта московского яруса среднего отдела каменноугольной системы, бобриковского горизонта визейского яруса нижнего карбона, а также в отложениях турнейского яруса нижнего карбона выявлены нефтенасыщенные и предположительно нефтенасыщенные объекты. Выполненные литологическое расчленение и оценка характера насыщения отложений подтверждены проведенными промыслово-геофизическими исследованиями.