

Министерство образования и науки Российской Федерации

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

«Оперативная оценка продуктивности разрезов скважин методами ГТИ в  
процессе бурения (в Оренбургском Зауралье)»

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Бакалавра 5 курса 501 группы  
специальности 05.03.01 геология  
геологического факультета  
Сычанова Руслана Петровича

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 2018

Введение. Геолого – технологические исследования (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 обеспечения выполнения природоохранных требований.

Данный тип исследований, в отличие от методов геофизических исследований скважин (ГИС), проводится непосредственно в процессе бурения скважины. При этом, выполняется комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящихся скважин перспективных на нефть и газ коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения.

Целью настоящей бакалаврской работе является показать пример эффективного использования современных методов ГТИ для решения задач выделения в разрезе скважин перспективных интервалов и оценки их нефтегазоносности. При написании бакалаврской работы для выполнения поставленной цели ставились задачи выполнить изучение геологического разреза скважины, дать описание комплексов технологических, геолого-геохимических исследований, позволяющих решать геологические задачи выделения и оценки насыщения коллекторов в конкретных геологических условиях Оренбургского Зауралья.

Актуальность работы диктуется требованиями к снижению временных затрат на строительство скважин и необходимостью формирования оптимальных методических подходов для решения задач оперативной оценки продуктивности разреза, вскрываемого стволом скважины непосредственно в процессе бурения.

Основное содержание работы. В первом разделе, **геолого-геофизическая характеристика района работ**, приводятся общие сведения о территории исследований. В административном отношении исследуемое месторождение расположено в центральной части Оренбургской области, близ села Верхняя Платовка, Новосергиевский район.

Оренбургское месторождение приурочено к Оренбургскому валу, который находится в крайней северной, в гипсометрическом отношении наиболее высокой части Соль-Илецкого свода. Далее приводится характеристика структуры и состава природного резервуара в той его части, которая содержит, главным образом, нефть. Она занимает южный и северный склоны Восточного купола Оренбургского вала и его периклиналь, которая переходит в западный борт Предуральяского прогиба.

На территории района работ наиболее древними вскрытыми породами являются отложения позднепротерозойского возраста. Разрез сложен терригенными и карбонатными породами девонской, каменноугольной, юрской, неогеновой и четвертичной систем.

Оренбургское месторождение связано с Оренбургским валом, расположенным в наиболее возвышенной северной части Соль-Илецкого свода в зоне сочленения трех крупных тектонических элементов – Волго-Уральской антеклизы, Прикаспийской впадины и Предуральяского краевого прогиба.

В разрезе нижнепермских подсолевых отложений на изучаемом в бакалаврской работе участке по данным бурения и ГИС установлено два продуктивных пласта:  $P_{IV}$  и  $P_V$ .

Пласт  $P_V$  сложен известняками артинско-сакмарского возраста и развит на исследуемой территории повсеместно. Верхней границей пласта является подошва «нижнего ангидрита» сульфатно-карбонатной пачкой артинского яруса, а на востоке, где ангидриты выклиниваются и замещаются карбонатами, - подошва филипповского горизонта. Нижняя граница условно

проводится в кровле пачки плотных пород, прослеживаемых в нижней части сакмарского яруса. Продуктивность связана, в основном, с артинской частью пласта, сакмарские отложения нефтегазоносны в центральной части Восточного купола, а на большей части территории они залегают ниже ВНК. Толщина артинских карбонатных отложений изменяется от 110 м на западе до 250-270 м на востоке. Пласт  $P_V$  имеет слоистую структуру.

Верхняя серия пластов-коллекторов перекрыта ангидритами артинского яруса. Общая ее мощность изменяется от 0 до 44 м.

Эффективные газонасыщенные толщины пласта по скважинам изменяются от нескольких метров до 36,7 м на Восточном куполе и достигают 65,5 м в пределах Караванского купола.

Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта по скважинам изменяются от нескольких метров до 23,6 м на Восточном куполе и достигают 65,2 м в пределах Караванского купола.

Пласт  $P_{IV}$  прослежен в сульфатно-карбонатной пачке, залегающей непосредственно под и между артинскими ангидритами. Литологически представлен известняками, которые перекрываются и подстилаются ангидритами. Нижний пласт ангидритов на востоке участка выклинивается, и в связи с этим пласт  $P_{IV}$  «сливается» с пластом  $P_V$ .

Толщина пласта  $P_{IV}$  4 - 10 м. Пласт включает один или 2-3 проницаемых пропластка. Толщины пропластков небольшие: от долей метра до нескольких метров.

Эффективные толщины в целом всего пласта (суммарная толщина эффективных пропластков) достигают 9,1 м. Пласт развит локально, в виде линз в присводовой части и на северном крыле Восточного купола, на южном крыле Восточного купола Оренбургского вала.

Во втором разделе, методика работ, дано описание информационно-измерительных систем и технико-методических средств ГТИ, применяемых согласно ГОСТ Р 53375-2013 для выделения перспективных интервалов в

разрезах бурящейся скважины и определения характера насыщения выделенных перспективных пластов. Для проведения геолого-геохимических исследований используются: макро- и микроописание пород, определение карбонатности пород, люминесцентно-битуминозный анализ пород и газовый каротаж.

По целевому назначению основные задачи ГТИ подразделяются на геологические, технологические, планово-экономические, научно-исследовательские (экспериментальные) и информационные.

Для проведения геолого-технологических исследований используют специальные компьютеризированные станции. Станция ГТИ представляет собой информационно-измерительную систему, обеспечивающую непрерывное получение данных об изменении физических параметров анализируемых сред и объектов на всех этапах строительства скважины.

Система сбора информации станции ГТИ обеспечивает возможность приема и регистрации данных, увязку исходных данных по времени и глубине, формирование общей базы данных.

Аппаратно-программный комплекс станции ГТИ выполняет регистрацию и визуализацию параметров, обработки, накопления и первичной интерпретации данных, сетевого обмена данными между компьютерами в станции и передачи требуемой информации удаленным пользователям. Компьютерное оборудование обеспечивает возможность непрерывной регистрации и визуализации измеряемых параметров при заданной частоте опроса датчиков и заданной частоте регистрации в режиме реального времени проводки скважины. Компьютерное оборудование обеспечивает выполнение программ по интерпретации данных ГТИ.

Программное обеспечение (ПО) станции ГТИ предназначено для сбора, регистрации, визуализации, обработки, первичной интерпретации и передачи геолого-технологической информации.

Программное обеспечение сбора, регистрации, визуализации и обработки информации в режиме реального времени обеспечивает непрерывный опрос

датчиков технологических параметров с периодичностью не более 1 с для быстроизменяющихся параметров (положение тальблока, вес на крюке, крутящий момент на роторе, давление нагнетания, обороты ротора) и не более 5 с для остальных параметров.

ПО для решения геологических задач обеспечивает ввод, вычисление, анализ, формирование, представление и хранение данных.

Программное обеспечение передачи данных ГТИ по каналам связи обеспечивает передачу информации ГТИ или доступ к данным ГТИ удаленного пользователя Заказчика.

Газовый каротаж основан на изучение количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или ранее вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения 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 измеряется суммарное содержание углеводородных газов и компонентный состав углеводородных газов, попавших в раствор из горных пород.

Газовый каротаж после бурения включает измерение углеводородных газов и измерение компонентного состава газа, попавшего в буровой раствор в результате диффузии или фильтрации газов из нефтегазоносных пластов при простое скважины.

Для анализа газа используется прибор – хроматограф, пример исполнения которого показан на рисунке 4.

Хроматограф – это прибор, предназначенный для определения содержания водорода и углеводородных газов в газовых смесях, подаваемых как непрерывно по газовой линии из дегазатора непрерывного действия, так и эпизодически.

Наличие следующей аппаратуры является обязательным:

- дегазатор непрерывного действия;
  - система транспортировки и очистки газовой смеси;
  - суммарный газоанализатор для определения содержания горючих газов;
  - покомпонентный газоанализатор циклического действия (хроматограф или масс-спектрометр);
- термовакуумный дегазатор эпизодического действия для полного извлечения газовой смеси из раствора, шлама и керна.

При этом выделяются три вида систем, каждая из которых характеризуется своими показателями назначения, определяемыми решаемыми с помощью этих систем основными задачами:

1) Система обнаружения суммарного содержания горючих газов в буровом растворе, выходящем из скважины, состоящая из дегазатора непрерывного действия, транспортирующей линии, суммарного газоанализатора и вакуумного насоса.

Решаемые с помощью системы задачи:

- обнаружение выхода аномальной по газосодержанию пачки бурового раствора на устье скважины;
- оценка величины газосодержания горючих газов в буровом растворе.

Основные показатели назначения системы:

- время реакции системы на аномальное более чем в два раза увеличение газонасыщенности раствора (постоянная времени) - не более 5 мин;
- разрешающая способность по удельной газонасыщенности раствора - не более 0,02 см<sup>3</sup>/л.

2) Система циклического анализа покомпонентного состава газа.

Оборудование для циклического анализа газа, состоящее из дегазатора, транспортирующей линии, вакуумного насоса и компонентного газоанализатора с постоянным циклом анализа. Решаемые задачи:

- выделение перспективных на нефть и газ объектов;

- поинтервальная оценка характера насыщения вскрываемого при бурении разреза.

Основным требованием является обеспечение выделения газовой аномалии, обусловленной поступлением газа за счет разбуривания продуктивного нефтяного или газового объекта, величина которой превышает уровень фоновой газонасыщенности не менее, чем в 2 раза.

Показатели назначения для этой системы определяются комплексным соотношением следующих параметров: скоростью проходки, диаметром скважины, расходом бурового раствора, величиной фоновой газонасыщенности, величиной газового фактора, пластовым давлением, дифференциальным давлением и рядом других факторов.

3) Система анализа удельного газосодержания эпизодически отбираемых проб бурового раствора и шлама.

Оборудование для эпизодического анализа проб бурового раствора, шлама и керна включает в себя термовакuumный дегазатор эпизодического действия и покомпонентный газоанализатор для анализа проб полученной газовой смеси (хроматограф или масс-спектрометр).

Решаемые задачи:

- оценка характера насыщения разреза по данным исследования шлама;
- калибровка непрерывно работающего дегазатора для определения степени его дегазации. Основные требования:

- степень извлечения газовой смеси из бурового раствора, керна и шлама - не менее 90%;

- время дегазации пробы раствора, керна или шлама - не более 15 минут;
- общее время анализа после отбора пробы - не более 30 минут.

При проведении исследования для выделения продуктивных интервалов была использована методика интерпретационного кода. Основа методики заключается в анализе изменений данных геолого-геохимических и геолого-технологических исследований, таких как механическая скорость бурения, изменение расхода или объема бурового раствора, газосодержания

бурового раствора, повышение люминесценции шлама (ЛБА), повышение пористости пород. Чем интенсивней происходит изменение того или иного параметра, тем более высокий балл ставится данному интервалу, как указано в таблице 3. По результатам исследования баллы суммируются и сравниваются с априорными коэффициентами.

Определение характера насыщения производится по флюидным коэффициентам, по палеткам РАГ и базовому треугольнику.

Методика компании «Geoservices» основана на одновременном использовании следующих трех параметров, которые строятся в функции глубины.

Параметр  $W_h$  измеряет соотношение тяжелых компонентов и указывает на их концентрацию в перспективном пласте:

- ◆ Если  $W_h < 0.5$ : сухой газ
- ◆ Если  $0.5 < W_h < 17.5$ : газ, газоконденсат
- ◆ Если  $17.5 < W_h < 40$ : нефть
- ◆ Если  $W_h > 40$ : остаточная, окисленная, не продуктивная нефть (либо с очень низким продуктивным потенциалом).

Параметр  $B_h$  показывает соотношение тяжелых компонентов по отношению к легким (метан и этан) и с учетом коэффициента влажности повышает уровень достоверности интерпретации:

- ◆ Если  $W_h < 0.5$  и  $B_h > 100$ : сухой газ
- ◆ Если  $0.5 < W_h < 17.5$  и  $W_h < B_h < 100$ : газ, газоконденсат
- ◆ Если  $0.5 < W_h < 17.5$  и  $W_h > B_h$ : газоконденсат с наличием нефти
- ◆ Если  $17.5 < W_h < 40$  и  $W_h > B_h$ : нефть
- ◆ Если  $17.5 < W_h < 40$  и  $W_h \gg B_h$ : остаточная, окисленная, не продуктивная нефть (либо с очень низким продуктивным потенциалом)
- ◆ Если  $W_h > 40$ : вода.

Параметр  $Ch$  является вспомогательным, и исключает ошибки при высоком содержании метана в газе. Если  $Ch < 0,5$ , то выделение газонасыщенных интервалов по параметрам  $W_h$  и  $B_h$  является корректным.

Если же  $Ch > 0,5$ , то пласты определенные по  $Wh$  и  $Bh$ , как газовые зоны, следует рассматривать как нефтенасыщенные.

Методика палеток раздельно 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, как показано на рисунке 6. На данном этапе в процессе выполнения квалификационной работы было выполнено нанесение данных газового каротажа из зон аномалий на палетку РАГ.

При построении базового треугольника используются данные газового каротажа:  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$  и сумма газа ( $C_n$ ). Базовый треугольник строится для каждой глубины.

Сначала строится палетка, представляющая собой равносторонний треугольник с высотой равной 1 (Синий треугольник). Параллельно каждой стороне (перпендикулярно соответствующей высоте) проводятся 4 пунктирные линии: по стороне ( $h=0$ ),  $1/3$  высоты,  $2/3$  высоты и через вершину треугольника ( $h = 1$ ).

Базовый треугольник представляет собой график изменения трехкомпонентной системы так, что сторона треугольника принимается за 0 (минимальное значение  $C_i/C_n$ ), а противолежащая сторона за 1 (максимальное значение  $C_i/C_n$ ). Анализируются 3 величины:  $C_2/C_n$ ,  $C_3/C_n$  и  $C_4/C_n$ .

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

На следующем этапе данные газового каротажа в выделенных интервалах аномалий были проанализированы соответствующим образом. По данным методики «Geoservices» все указанные интервалы насыщены нефтью.

На следующем элементе данные газового каротажа по выделенным интервалам были проанализированы при помощи методики построения палетки раздельного анализа газа. По данным методики интервалы 1944-1958м, 1691-1964м, 1970-1978м насыщены водой, 1982-1988, 2004-2017м – газом.

На заключительном этапе написания бакалаврской работы полученные результаты были сравнены с результатами геофизических исследований скважины (ГИС). По данным ГИС – насыщение интервалов 1944 – 1958м, 1961 – 1964м, 1970 – 1978м – нефть, 1982 – 1988м, 2004 – 2017 – нефть слабо.

Наибольшую эффективность в геологических условиях Оренбургского Зауралья показала методика «Geoservices», при помощи которой удалось верно определить характер насыщения по всем выделенным интервалам, методики построения палеток РАГ и базового треугольника показали низкую эффективность и в условиях Оренбургского Зауралья не применимы.

В заключение указано, что в соответствии с поставленной целью в настоящей работе решены следующие задачи - дано описание комплексов геолого-геохимических исследований и газового каротажа. Дано описание исследований, выполненных в процессе выполнения бакалаврской работы. Проведён анализ материалов ГТИ, проведено литологическое расчленение разреза по фактическим данным - в разрезе исследуемой скважины выделены потенциально перспективные интервалы, оценена их нефтегазоносность при помощи различных методик, выполнено сравнение полученных результатов с данными ГИС.

По результатам обработки материалов ГТИ по методике интерпретационного кода установлено, что в интервалах 1944.2 – 1958м, 1961 - 1964.8м, 1970.4 – 1978м, 1982 – 1988м, 2004.5 - 2017.4м выявлены перспективные объекты – коллектора с высокими ёмкостными свойствами. По данным методики «Geoservices» все указанные интервалы насыщены

нефтью, по данным методики построения палетки РАГ интервалы 1944-1958м, 1691-1964м, 1970-1978м насыщены водой, 1982-1988, 2004-2017м – газом, по данным методики построения базового треугольника все интервалы насыщены газом.

Таким образом, наибольшую эффективность (100%) в геологических условиях Оренбургского Зауралья показала методика «Geoservices», при помощи которой удалось верно определить характер насыщения по всем выделенным интервалам. Методики построения палеток РАГ и базового треугольника показали низкую эффективность (0%) в условиях Оренбургского Зауралья.