

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

Кафедра геофизики

**«Выделение пластов-коллекторов и оценка их насыщения по данным  
ГТИ в условиях Западной Сибири»**

**АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

Студента 6 курса 631 группы

Специальности 020302 Геофизика

код и наименование направления (специальности)

геологического факультета Саратовского национального исследовательского  
государственного университета имени Н.Г. Чернышевского  
наименование факультета, института, колледжа

Коновалова Сергея Анатольевича

фамилия, имя, отчество

Научный руководитель

К.Г.-М.Н., доцент

должность, уч. степень, уч. звание

Б.А. Головин

инициалы, фамилия

Заведующий кафедрой

К.Г.-М.Н., доцент

должность, уч. степень, уч. звание

Е.Н. Волкова

инициалы, фамилия

**Саратов 2016 год**

## ВВЕДЕНИЕ

Ханты-Мансийский автономный округ на сегодняшний день является основным регионом нефтедобычи страны, здесь добывается больше половины всей нефти в России. Необходимость увеличения добычи нефти и газа на территории ХМАО требует повышения эффективности и качества работ по разведке и освоению новых месторождений. Важной частью геологоразведочных работ при разведке нефтяных и газовых месторождений, в значительной мере определяющей их эффективность, являются геолого-технологические исследования скважин.

Актуальность работы заключается в том, что применение промысловых методов геофизических исследований скважин зачастую требуют значительных перерывов в процессе строительства скважины, а методы геолого-технологических исследований (ГТИ) позволяют решать достаточное количество задач, решаемых методами ГИС, без остановок и простоев. Существенным элементом ГТИ является газовый каротаж. Газовый каротаж основан на изучении содержания и состава углеводородных газов в промывочной жидкости в процессе бурения. Изучение информации полученной при газовом каротаже дает возможность выявлять в разрезе скважины нефтяные и газовые залежи и определять их характер насыщения [1].

Целью работы является выделение продуктивных пластов и определение их характера насыщения по данным геолого-технологических исследований на примере скважины 118Р Поточного месторождения Ханты-Мансийского автономного округа.

В соответствии с поставленной целью в настоящей дипломной работе решаются следующие задачи:

- изучение методик геолого-технологических исследований;
- литолого-стратиграфическое расчленение разреза исследуемой скважины;

- выделение пластов-коллекторов по данным газового каротажа в разрезе исследуемой скважины;
- оценка характера насыщения выделенных коллекторов.

Данная работа написана по материалам собранным при прохождении производственной практики на ООО «ИМСС», за что автор выражает коллективу организации свою благодарность, а так же выражает благодарность своему научному руководителю Головину Б.А. за помощь в написании данной работы.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

В первом разделе **геолого-геофизическая характеристика района работ** указано, что Поточное нефтяное месторождение было открыто в 1971 году, в промышленную эксплуатацию введено в 1978 году. В административном отношении Поточное месторождение расположено на территории Нижневартовского района, Ханты-Мансийского автономного округа, Тюменской области в 40 км на северо-восток от г. Лангепас.

В подразделе 1.2 **стратиграфическое расчленение разреза по данным ГТИ** дано описание оперативного стратиграфического расчленения вскрываемого разреза произведённого с привлечением данных ГТН и данных привязочного каротажа по скважине.

В подразделе 1.3 **тектоника** указано, что В тектоническом отношении Поточное месторождение приурочено к северо-западной части Аганского куполовидного поднятия и представляет собой пологую антиклинальную складку, осложненную несколькими куполами, имеющих длину 1,5—4 км и ширину 1,0—2,5 км. Данное поднятие расположено в северной части Нижневартовского свода, в юго-восточной части Среднеобской антеклизы, Западно-Сибирской плиты.

В подразделе 1.4 **нефтегазоносность** обозначено, что В тектоническом плане район работ располагается в центральной части части Нижневартовского свода. Приурочен к Западно-Сибирскому нефтегазоносному бассейну, что отражено на рисунке 5. Геологический разрез района характеризуется значительным этажом нефтеносности - до 900 м. Залежи нефти, выявленные в районе месторождения, по их гипсометрическому положению можно объединить в три группы, которые соответствуют пластам АВ, БВ, а также Ачимовской толще и пластам группы ЮВ.

Во втором разделе **методика проведения геолого-технологических исследований** указано, что по целевому назначению основные задачи ГТИ

подразделяются на: геологические, технологические, планово-экономические, научно-исследовательские (экспериментальные) и информационные.

В подразделе 2.2 газовый каротаж описано, что одним из существующих элементов из методики позволяющей решать ряд вышеперечисленных задач является газовый каротаж. Газовым каротажем называется комплекс исследований скважин, включающий изучение объемного содержания и состава газов, в первую очередь, УВ в промывочной жидкости, эвакуируемой из скважины. Представляет собой прямой метод выделения пластов, содержащих УВ, в разрезе скважины. Газовый каротаж предназначен для изучения геологического разреза скважины, оперативного выделения в нем перспективных на нефть и газ интервалов с целью детальных геофизических исследований и опробования пластов, а также прогнозной оценки характера их насыщения.

Методика газового каротажа скважин заключается в изучении содержания газа в промывочной жидкости, которая является каналом связи залежи с наземной аппаратурой.

Под информационно – измерительной системой понимается вся цепочка, регистрирующая газонасыщенность промывочной жидкости: дегазатор – газовоздушная линия – хроматограф, отображённая на рисунке 6. Для частичной дегазации раствора используется поплавковый дегазатор, размещенный на участке восходящего потока бурового раствора перед виброситом.

Дегазатор отбирает часть поступающей из промывочной жидкости газовоздушной смеси без подтока воздуха. Газовоздушная линия обеспечивает поступление газа в станцию со временем отставания около 3 минут. Хроматографом регистрируются следующие компоненты: метан, этан, пропан, бутан, пентан. Эти пять компонентов используются для оценки характера насыщения пласта.

В подразделе 2.3 **методика газового каротажа** указано, что имеющаяся методика газового каротажа позволяет решать ряд задач:

- прогнозная оценка характера насыщения пласта
- определение типа углеводородных залежей

Известно, что природные газы, находящиеся в недрах Земли, состоят главным образом из углеводородных газов, азота и углекислого газа. Наибольший интерес, естественно, представляют углеводородные газы; они встречаются в значительных количествах в нефтяных и газовых месторождениях. Прогнозная оценка характера насыщения пласта заключается в разделении пластов-коллекторов по содержащемуся в них пластовому флюиду (ПФ) на газоносные, нефтегазоносные, нефтеносные и водоносные. Для решения этой задачи использовались данные компонентного газового анализа предельные УВ (от метана до пентана).

Повышение концентрации углеводородного газа в промывочной жидкости при исследовании определенного интервала скважины свидетельствуют о наличии здесь углеводородной залежи. На первый взгляд может казаться, что чем выше газопоказания, тем более продуктивным является залежь. Однако, фиксируемые абсолютные значения газопоказаний не могут являться критерием количественной оценки залежи.

Для того чтобы надежно оценить повышенные газопоказания, приуроченные к какому-либо пласту, прежде всего нужно учесть газовый фон промывочной жидкости и его возможные колебания. Глина и вода, из которых приготовлена промывочная жидкость, могут содержать некоторое количество углеводородных газов. Кроме того, газосодержание промывочной жидкости зависит от вводимых в нее различных нефтепродуктов и химических реагентов, а также от разбуриваемых скважиной непродуктивных отложений, содержащих рассеянный газ. Основным критерием при определении типа залежи может служить качественный

состав анализируемых при газовом каротаже газовоздушных смесей. По интерпретации газокаротажных диаграмм (в интервале перспективного участка) с них снимают значения содержания каждого углеводородного компонента в процентах и в виде точек наносят на палетку раздельного анализа газа (РАГ). Точки соединяют ломаной линией, форма которой и отображает соотношение отдельных углеводородов. Полученную палетку РАГ накладывают на эталонную палетку РАГ характерную для данной территории и сопоставляют полученные данные. В зависимости от того, с какой эталонной кривой совпадут фактические кривые, судят о типе залежи, насыщающей коллектор

В результате этой операции пласти подразделяются на пласти с неопределенным составом газа, когда газопоказания не попадают в какую-либо одну зону значений, газосодержащие пласти, нефтегазосодержащие пласти и нефtesодержащие пласти.

Помимо вышеуказанной методики существует ряд других. Наибольшую популярность за рубежом является методика итальянской фирмы «Geolog».

Данная методика заключается в расчете коэффициентов – Влажность, Баланс, Сухость, и дальнейшем построении графиков их зависимости от глубины с прослеживанием характера изменения значений этих коэффициентов друг от друга.

В третьем разделе **результат работ** указано, что в исследуемой скважине №118Р Поточного месторождения в результате проведения комплексной интерпретации промыслового-геофизических и геолого-технологических исследований выделены коллектора в интервалах: 1831-1871м (АВ2); 2169-2189,4м (БВ5); 2202-2253м (БВ6); 2290-2316м (БВ8); 2386,5-2397,5м (БВ10); 2512,8-2547м (Ач в/п); 2558,6-2570м (Ач н/п); 2638,6-2664,6м (ЮВ0); 2670,4-2688м (ЮВ1).

В подразделе 3.1 **интерпретация данных газового каротажа при помощи методики палетки РАГ** описано, что в результате интерпретации

данных газового каротажа по данным частичной дегазации промывочной жидкости, при построении палеток РАГ для каждого пласта, в вышеперечисленных интервалах, насыщения коллекторов УВ не выявлено.

В интервалах 1835-1871м; 2169-2189,4м; 2202-2253м; 2290-2316м; 2386,5-2397,5м; 2512,8-2547м не зафиксировано повышений газопоказаний. По данным ГВЛ Гсумм = 0,0087-0,0394 см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup> (метан – 40,3-65,5%отн., этан – 10-15,3%отн., пропан – 5,2-22,4%отн., бутан – 4,7-16,3%отн., пентан – 1,8-10,4%отн.).

В интервалах 2638,6-2664,6м; 2670,4-2688м по данным газового каротажа фиксируются увеличения газопоказаний. По данным ГВЛ Гсумм = 1,0450-1,7992 см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup> (метан – 84,1-86,3%отн., этан – 4,3-5,6%отн., пропан – 6,2-8,0%отн., бутан – 1,7-3,5%отн., пентан – 0,1-0,2%отн.). Данное увеличение газопоказаний не может свидетельствовать о нефтенасыщенности пластов, т.к. значения тяжелых компонентов не превышают эталонных для данной территории.

В подразделе 3.2 **интерпретация данных газового каротажа по технологии «Geolog»** указано, что на следующем этапе выполнен анализ данных газового каротажа, используя методику итальянской фирмы «Geolog», были рассчитаны коэффициенты: Влажность ( $W_h$ ), Баланс ( $B_h$ ), Сухость ( $C_h$ ) и построены графики зависимости их изменения от глубины забоя. С глубины 2512,8м наблюдается резкое увеличение газопоказаний, что отражается на рассчитанных коэффициентах (Влажность  $W_h=13,71-17,07$ ; Баланс  $B_h=6,98-15,65$ ; Сухость  $C_h=0,317-0,446$ ). С данной глубины и до 2548,2м начинает фиксироваться нефтенасыщение, а именно наличие легкой нефти. Данный интервал соответствует пласту Ач в/п. В интервале 2558,0 - 2570м также фиксируется изменение значений коэффициентов (Влажность  $W_h=9,56-16,98$ ; Баланс  $B_h=6,95-14,16$ ; Сухость  $C_h=0,348-0,517$ ), что по прогнозу соответствует насыщению пласта легкой нефтью.

В подразделе 3.3 **сопоставление результатов интерпретации с данными ГИС**, указано что в результате проведения геологотехнологических и промыслового-геофизических исследований на скважине №118Р Поточного месторождения, дальнейшей их интерпретации и сопоставления были выявлены 2 промышленно-перспективных пласта (Ач в/п, Ач н/п).

По результатам комплексной интерпретации данных были выделенные интервалы (1831-1871м (АВ2); 2169-2189,4м (БВ5); 2202-2253м (БВ6); 2290-2316м (БВ8); 2386,5-2397,5м (БВ10); 2638,6-2664,6м (ЮВ0); 2670,4-2688м (ЮВ1)) пластов-коллекторов алымской, ванденской, мегионской и васюганской свит, которые характеризуются по насыщению как водонасыщенные как по данным ГТИ так и по данным ГИС.

Интервалы 2512,8-2547м (Ач в/п); 2558,6-2570м (Ач н/п) по результатам интерпретации данных газового каротажа при помощи методики палетки РАГ и методики «Geolog» выделяются и характеризуются как нефтенасыщенные, что подтверждается данными ГИС.

По итогам сравнения полученных результатов установлено, что при помощи палеток РАГ из 9-ти выделенных интервалов характер насыщения установлен корректно в 6-ти, а по данным методики «Geolog» в 5-ти случаях. В процентном отношении это означает, что эффективность методики РАГ незначительно выше в данных горно-геологических условиях, нежели методики «Geolog».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе дан обзор методик выделения продуктивных пластов и определение их характера насыщения по данным геолого-технологических исследований, и проведено практическое внедрения на примере скважины 118Р Поточного месторождения Ханты-Мансийского автономного округа.

В разрезе скважины при комплексной интерпретации данных ГТИ и ГИС были выделенные интервалы (1831-1871м (АВ2); 2169-2189,4м (БВ5); 2202-2253м (БВ6); 2290-2316м (БВ8); 2386,5-2397,5м (БВ10); 2638,6-2664,6м (ЮВ0); 2670,4-2688м (ЮВ1)) пластов-коллекторов алымской, ванденской, мегионской и васюганской свит, которые характеризуются по насыщению как водонасыщенные как по данным ГТИ, так и по данным ГИС.

Интервал 2512,8-2547м (Ач в/п) по результатам интерпретации данных газового каротажа по методике палетки РАГ и методики «Geolog» выделяется и характеризуется как нефтенасыщенный, что подтверждается данными ГИС.

Интервал 2558,6-2570м (Ач н/п) по результатам интерпретации данных газового каротажа при помощи методики палетки РАГ и методики «Geolog» выделяется и характеризуется как нефтенасыщенный, а по данным ГИС характер насыщения определяется как смешанный (нефть+вода).

Приведенные в работе примеры использования интерпретации указывают на приемлемую эффективность интерпретации газокаротажных исследований при помощи обоих методик определения характера насыщения пластов-коллекторов. Эффективность методики построения палетки РАГ в данных горно-геологических условиях – 66%, методики «Geolog» - 55%