

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 пород-коллекторов и оценка их насыщения по данным
ГТИ на примере Тулкинского месторождения»**

Автореферат бакалаврской работы.

Студента 5 курса 501 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Яраева Руслана Анвэровича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

К.Б. Головин

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2017

Введение. ГТИ проводят для оперативного контроля и предоставления информации по бурению скважины.

Проводка скважины должна сопровождаться геологическим контролем. С помощью ГТИ планируется осуществлять регистрацию прямых признаков нефтегазоносности и газовый каротаж. Проводимые в процессе проводки скважин геолого-технологические исследования включают регистрацию параметров бурового раствора и режимов бурения, отбор и изучение литологии образцов шлама.

Объектом исследования является скважина №1Тулкинского месторождения Саратовской области. Территория Саратовского Поволжья является одной из наиболее перспективных в нефтегазоносном отношении. Здесь ведется достаточно большой объем геолого-технологических исследований в вертикальных, наклонных и горизонтально направленных скважинах, что требует выбора эффективной методики интерпретации данных газового каротажа.

Цель дипломной работы состоит в определении характера насыщения пластов-коллекторов на основе использования методик ОПУС и «Geolog».

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

- изучить геологию района работ;
- рассмотреть теоретические основы проведения газового каротажа;
- описать методики интерпретации данных газового каротажа ОПУС и «Geolog»;
- выделить в разрезе изучаемой скважины по данным ГТИ и ГИС пласты-коллекторы;
- определить характер насыщения выделенных пластов по методике ОПУС, «Geolog» и на основе комплексной интерпретации данных ГИС;
- выявить наиболее эффективную методику интерпретации данных ГазК путем сравнения полученных результатов

Основное содержание работы. Бакалаврская работа посвящена теме: «Выделение пород-коллекторов и оценка их насыщения по данным ГТИ на примере Тулкинского месторождения». В первом разделе работы речь идет о геолого-геофизической характеристике района работа и степени изученности.

В первом разделе говорится о степени изученности и географии работ.

Тулкинская площадь расположена в Питерском и Новоузенском районах Саратовской области, на территории Карпенского лицензионного участка.

Тулкинская структура была выявлена в 1965 году, сейсморазведкой МОВ и МОГТ. Основным поисковым объектом на Тулкинской площади являются триасовые отложения. В 2007 году в соответствии с проектом разбуривания была пробурена поисковая скважина №1 Тулкинская. В процессе бурения была обнаружена залежь нефти в триасовых отложениях.

Тулкинская структура находится в южной части Саратовского Заволжья. Первые сведения о геологическом строении получены в результате маршрутных наблюдений в 1935-1940г. Проведение в это время и в последующие годы геолого-съёмочных работ с составлением геологических карт района сдерживалось значительной толщиной (150м и более) плащеобразно залегающих неоген - четвертичных отложений. Поэтому в региональном изучении данного района на первом этапе в 1940-1950гг. решающая роль принадлежала геофизическим методам (гравиметрическая и аэромагнитные съёмки, метод сейсморазведки МОВ и МОГТ).

В 1949-1959 г.г. (Железняков В.С., Шванк О.А.) была выполнена гравиметрическая съёмка масштаба 1:200 000. Эти работы позволили спрогнозировать наличие солянокупольных структур и наметить границы Прикаспийской впадины. Последующие электроразведочные работы (ДЭЗ, БЭЭ, ЭС) масштаба 1: 500 000 и 1: 1 000 000 (1952-1957 г.г. - Шахнес К.А., 60-70-е г.г., Тикшаев в.в. и др.), и сейсморазведка КМВВ-МПОВ (1963-1968 г.г., Рябченко Ф.М., Подметалин С.В.) подтвердили развитие соляных куполов и гряд, а так

же отметили большие глубины (5000 м и более) залегания подсолевых отложений. В последующие годы (1971-1972 г.г.) некоторые площади были покрыты высокоточной гравиметрической съемкой масштаба 1:25000 (Железняков В.С., Александров В.И.). По данным гравиразведки были сделаны выводы о наличии крупных горстов в фундаменте и соответствующих им поднятий подсолевого ложа, в пределах которых глубина залегания значительно меньше, чем считалось ранее.

Аэромагнитная съемка проводилась в 1973 г. В результате проведенных работ были составлены карты аномального поля в изолиниях ΔT_a масштаба 1:100 000 и сводная карта масштаба 1:200 000 сечением 10 гамм. Составленная карта магнитного поля Саратовского Поволжья (графики ΔT_a) с крупным вертикальным масштабом графиков 20 гамм в 1 см позволила составить карту современного рельефа кристаллического фундамента. Отмечено общее погружение рельефа фундамента в южном и юго-восточном направлении от 2-3 до 11 км.

В результате аэромагнитной съёмки масштаба 1: 200 000 и 1: 50000 (В.Г. Мавричев В.Г., 1976г., 1991г.) намечены и прослежены элементы разрывной тектоники, выявлены структурные особенности осадочного чехла. Отмечена связь аномалий магнитного поля с тектоникой региона.

Составленные по данным МОВ структурные карты позволили оценить характер распространения соляных тел и условия залегания надсолевой толщи. В 1955-1974г.г. подготовлен ряд надсолевых структур. На некоторых из них проведено поисковое и разведочное бурение.

В начале 80-х годов в связи с открытием Карачаганакского месторождения возрос интерес к подсолевым отложениям во внутренней части прибортовой зоны Прикаспийской впадины.

В конце 80-х и в 90-е годы проводились переинтерпретация и обобщение материалов сейсморазведки. Выделенные выступы и приподнятые зоны стали объектами детальных и поисковых работ. С 1989 года СГЭ НВНИИГГ проводились региональные геофизические работы комплексом сейсморазведки

МОГТ, электроразведки ЗСБ и МТЗ в пределах северной части Прикаспийской впадины с целью изучения геоструктуры подсолевых и надсолевых комплексов пород.

Сейсморазведочными партиями треста «Саратовнефтегеофизика» и Саратовской геофизической экспедиции НВНИИГГ с 1973 года по 1989 год в пределах южной части Саратовского Заволжья было отработано около 4000 пог. км МОГТ.

Обобщение и переинтерпретация материалов МОГТ и бурения проводились неоднократно и многими исследователями.

С 1996 г. по 2002 г. работы в районе Карпенского участка, куда входит Узеньская площадь, проводились ЗАО «ЛУКойл-Саратов» и ТТП «Саратовнефтедобыча». За период 1996-2001г. отработано более 1740 пог. км сейсмических профилей МОГТ, выполнены электроразведочные работы в объеме 595 пог. км (из них 335 пог. км методом ЭС и 260 пог. км методом ВП). Все работы проектировались и велись с целью подготовки перспективных на УВ объектов по подсолевым отложениям. Кроме подсолевых объектов проводилась переинтерпретация и дополнительные сейсмические работы на надсолевые объекты.

Во втором разделе описывается методика проведения и интерпретации данных газового каротажа.

При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание $\Gamma_{\text{сум}}$ углеводородных газов и периодически (с дискретностью, равной времени одного цикла анализа на хроматографе) – компонентный состав 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 нефтегазоносных пластов при простое скважины.

При проведении геолого-технологических исследований основными требованиями, предъявляемыми к газовому каротажу, являются: информативность регистрируемых параметров, оперативность интерпретации и достоверность получаемых данных. Для их выполнения необходимо соблюдать следующие условия:

- применять дегазатор непрерывного действия с дроблением потока со специальным заборным устройством, позволяющим подавать к дегазатору буровой раствор из затрубного пространства;

- проводить его периодическую калибровку с помощью дегазатора проб бурового раствора эпизодического действия;

- проводить непрерывное измерение суммарного содержания углеводородных газов или метана (при добавках нефти в буровой раствор) в функции времени;

- проводить отдельный анализ газовой смеси в функции времени или глубины;

В настоящее время широко известны отечественные и зарубежные методики интерпретации данных газового каротажа, такие как: методика «Запсибнефтегеофизики», методика палеток РАГ, методика «Саратовнефтегеофизики», методика «Геосервис», методика обобщенного показателя углеводородного состава (ОПУС) и методика «Geolog». Рассмотрим две последние методики как наиболее современные, и еще не нашедшие должного внедрения в практику интерпретации газового каротажа

В третьем разделе описываются результаты, которые были получены в ходе использования методик ОПУС и GEOLOG.

В процессе проведения исследования в изучаемом интервалах (784-861м, 861-924м, 986-1062м) скважины №1 (Приложение Г) был произведён расчет по формуле 2.5. В результате было выявлено, что аномальная зона исследуе-

мого пласта разбита на блоки насыщения, в изучаемом интервале исследования выделяются пять блоков (Приложение Д). Полученные значения представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет значений по методике ОПУС

№ п/п	Блоки насыщения (м)	Расчетные значения по формуле	Граничные значения	Тип флюида
1	787-796	20,12	1-25	Воды, контактирующие с залежью
	805-859	20,28	1-25	
2	901-923	20-22,05	1-25	Воды, контактирующие с залежью
3	986-997	770-2643,49	700-250000	Нефть
	999-1003	1,58-22,47	1-25	Воды, контактирующие с залежью
	1003-1062	20,4	1-25	

Вторым этапом проведения исследования в изучаемом интервале являлся обсчёт имеющихся результатов газового каротажа по непрерывной дегазации бурового раствора при помощи методики «Geolog». Был проведен расчет флюидных коэффициентов по формулам (2.7, 2.8), результаты которых приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет флюидных коэффициентов по методике «Geolog».

Глубина (м)	Расчитанные значения Wh	Расчитанные значения Bh	Граничные значения для Bh	Расчитанные значения Ch	Характер насыщения
787-796	43,3	23,7-33,7	Wh > 40Bh	0,3 -0,7	Остаточная нефть
805-859	43,6-42,3	24,0-71,1	Wh > 40Bh	0,2-0,7	
901-923	41,2-46,3	29,3-35,8	Wh > 40Bh	0,2-0,8	
986-997	13,1-39,8	10,0-13,0	Wh > Bh	0,1-0,4	Нефть
999-1003	43,6-46,3	18,9-32,1	Wh > 40Bh	0,2-0,8	Остаточная нефть
1003-1062	41,1	1,3-30,1	Wh > 40Bh	0,2-0,6	

Заключение. В результате выполненной работы, в разрезе скважины №1 Тулкинской месторождения Саратовской области, по данным газового каротажа и ГИС был выделен перспективный терригенный пласт волжского горизонта интервал 986-997м насыщенный нефтью. Данный пласт послужил объектом исследования, на котором были опробованы методики интерпретации данных газового каротажа, с целью определения характера насыщения в условиях Саратовского Поволжья.

По данным газового каротажа выделен пласт-коллектор песчаник, насыщенный нефтью. Следует отметить, что мощность возможных пластов-коллекторов в разрезе рассматриваемых скважин составляет 11 м.

По результатам интерпретации газового каротажа наиболее подходящими методиками определения характера насыщения для рассматриваемой площади являются методика ОПУС₄ и «Geolog». Определение характера насыщения по методике ОПУС оказалось самым точным, что подтверждено комплексной интерпретацией данных ГИС.