

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

Кафедра геофизики

"Природа газопоказаний пород-коллекторов Иреньского яруса по данным ГТИ"

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 502 группы  
направление 05.03.01 геология  
геологического ф-та  
Карпухиной Юлии Алексеевны

Научный руководитель

к.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Б.А. Головин

Зав. кафедрой

к.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2017

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы данной бакалаврской работы определяется тем, что до настоящего времени на территории юга Самарской области не были изучены породы-коллекторы Иреньского возраста с целью выявления перспективности на нефть и газ.

По данным газового каротажа, одного из методов в составе геолого-технологических исследований (ГТИ), предназначенного для решения важных геологических задач, на ряде скважин в отложениях Иреньского возраста, представленных солями с пропластками карбонатной породы, были зафиксированы аномальные повышения относительно фоновых показаний.

Целью данной работы является оценка характера насыщения пород-коллекторов Иреньского возраста по данным ГТИ.

Для достижения указанной цели были поставлены следующие задачи:

- изучить геологическое строение отложений Иреньского возраста;
- рассмотреть теоретические основы проведения газового каротажа;
- изучить методики интерпретации данных газового каротажа;
- определить характер насыщения в перспективных пластах-коллекторах по различным методикам и выявить наиболее эффективные методики в данных геологических условиях;
- построить корреляционную схему по данным ГТИ-ГИС исследуемых скважин;
- провести сравнение методик интерпретаций данных газового каротажа.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Бакалаврская работа посвящена оценке характера насыщения пород-коллекторов Иреньского возраста по данным ГТИ.

В первом разделе, **краткое описание района работ** приводятся сведения о геолого-геофизической характеристике района работ, краткой изученности района, литолого-стратиграфической характеристике разреза, тектоническом строении и нефтегазоносности.

Исследуемая площадь расположена на юге Самарской области в пределах Пестравского района. В данную площадь входят Моздокское месторождение (скважина №101), Комаринская площадь (скважина №110), Гиреевская площадь (скважина №190).

Комплекс геолого-геофизических работ, проведенных в пределах исследуемой площади, включает структурно-геологическую съемку, гравиразведку, электроразведку, сейсморазведку, структурное, поисковое и разведочное бурение.

Начиная с 50-х годов, проводились геологические съемки масштаба 1:50000 (А.Б. Николаева, 1951г.), 1:200000 (Ю.Б. Бутковский, 1965г.), в результате которых были составлены государственные геологические и гидрогеологические карты м 1:200000.

С 60-х годов началось изучение строения данной территории геофизическими методами. Первоначальными методами изучения явились гравиразведка и сейсморазведка МПОВ, последняя была направлена на картирование поверхности фундамента и выявление наиболее перспективных зон для постановки дальнейших поисково-разведочных работ.

В 1970г. площадь исследований покрыта аэромагнитной съемкой, по результатам которой составлена карта геологической интерпретации магнитного поля, где выделены тектонические нарушения различных направлений и разного времени заложения.

В 2016 году было проведено: актуализация геологической карты России

масштаба 1:2 500 000; создание сводной прогнозно-геохимической основы территории Российской Федерации масштаба 1:2 500 000; создание комплектов геохимических основ Госгеолкарты -1000/3 по группе листов территории Российской Федерации, проведение в 2016 году региональных геологосъемочных работ масштаба 1:200 000 на группу листов в пределах Уральского и Приволжского ФО, Государственный мониторинг состояния недр по территории Российской Федерации (территория Приволжского федерального округа и входящих в него субъектов Российской Федерации по 1020 пунктам наблюдательной сети ПВ).

В геологическом строении исследуемой площади принимают участие протерозойские, палеозойские и кайнозойские отложения в соответствии с приложением.

Исследуемая площадь расположена в зоне сочленения Бузулукской впадины с юго-восточным склоном Жигулевско-Пугачевского. Особенностью структурного плана горизонтов терригенного девона рассматриваемой территории является наличие большого количества малоразмерных положительных структур облекания формирующихся над эрозионно-тектоническими выступами кристаллического фундамента. Амплитуды этих структур уменьшаются вверх по разрезу.

Поверхность фундамента при общем погружении в юго-восточном направлении осложняется эрозионными останцами и грабенообразными прогибами северо-восточного простирания, которые выше по разрезу часто выражаются в виде локальных прогибов и поднятий.

Отложения терригенного девона по материалам бурения характеризуются блоковым строением с разрывными нарушениями северо-восточного простирания.

Развитие на площади останцов в рельефе фундамента, дизъюнктивная нарушенность карбонатно-терригенного комплекса девона и латеральная изменчивость коллекторских свойств пород определили разнообразие ловушек УВ на рассматриваемом участке.

Все локальные структурные элементы, развитые в терригенном девоне в той или иной форме находят свое отражение и в вышележащих отложениях. Это свидетельствует об определенной унаследованности развития рассматриваемой площади.

В нефтегазоносном отношении исследуемая площадь относится к Бузулукской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Раздел 2, **методика проведения геолого-технологических исследований скважин**, посвящен задачам ГТИ, типовому комплексу исследований для решения геологических задач, механическому каротажу и его методике интерпретации, газовому каротажу и его методике интерпретации, литологическим, петрофизическим, газометрическим исследования шлама и керна.

При ГТИ решают геологические задачи:

- построения в процессе бурения фактического литологического разреза скважины;
- оперативного выделения опорных пластов-реперов;
- проведения литолого-стратиграфического расчленения разреза;
- оперативного выделения пластов-коллекторов;
- определения характера насыщения коллекторов;
- оценки фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов.

ГТИ используют для решения технологических задач:

- оптимизации процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач;
- распознавания и определения продолжительности технологических операций;
- выбора и поддержания рационального режима бурения с контролем отработки долот;
- оптимизации спускоподъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация загрузки грузоподъемных механизмов);

- контроля гидродинамических параметров в скважине;
- раннего обнаружения проявления и поглощения при спускоподъемных операциях, управления процессом долива скважины;
- определения пластового и порового давлений (прогнозирование зон АВПД и АВПод);
- контроля спуска и цементирование обсадной колонны;
- диагностики работы бурового оборудования.

ГТИ обеспечивают решение информационных задач:

- синхронизации работы регистрирующих комплексов на буровой;
- сбора, обработки и накопления геолого-технологической информации в виде базы данных;
- обеспечения информацией всех служб, участвующих в процессе строительства скважин;
- составления сводных форм оперативной отчетности;
- передачи информации ГТИ по каналам связи.

Для решения геологических задач применяется типовой комплекс исследований, включающий методы изучения шлама, керна, промывочной и пластовой жидкости, параметров бурения. В этот комплекс входят (в порядке очередности поступления информации из скважины):

- механический каротаж;
- фильтрационный каротаж;
- газовый каротаж в процессе бурения;
- исследования шлама и керна;
- литологические, петрофизические, газометрические исследования керна и шлама; комплекс литологических, петрофизических, газометрических исследований керна и шлама включает в себя кальциметрию, люминисцентно-битуминологический анализ (ЛБА), термовакуумную дегазацию (ТВД), определение минералогической плотности и коэффициента пористости;
- построение шлагограммы и литологической колонки с предполагаемой стратиграфической привязкой вскрываемых отложений (стратиграфическая

привязка уточняется в процессе дальнейшего строительства скважины после проведения ГИС и палеонтологических исследований шлама и керна);

- оперативный комплексный анализ материалов, полученных в результате исследований керна и шлама, газового каротажа, фильтрационного каротажа, детального механического каротажа, с привлечением материалов ГТИ и ГИС по исследуемой и соседним скважинам.

Метод основан на изменении скорости бурения ( $V_{\text{мех.}}$ ) или обратной ее величины - продолжительности бурения заданного постоянного интервала (ДМК). При прочих равных условиях эти параметры зависят от литологического состава пород и коллекторских свойств. Метод применяется для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и зон АВПД.

Интерпретация данных механического каротажа производится в следующей последовательности:

1. На кривых изменения  $v$ ,  $t$ , выделяются аномалийные участки. К таким относятся участки интервала, в которых значения  $v$ ,  $t$  изменяются в 1,5 раза и более.

Резкое (в 3 и более раз) увеличение механической скорости бурения характерно при прохождении карстовых и сильнокавернозных карбонатных пластов. Могут наблюдаться даже провалы бурильного инструмента. Высокими (в 2 и более раз) значениями механической скорости характеризуются гидрохимические осадки (за заключением ангидритов), гипс, каменная соль и другие, а также глины с аномально-высокими поровыми давлениями.

2. Уточняются литологические границы смены пластов и пропластков и интервалы пород с высокими коллекторными свойствами [9].

3. После проведения геофизических исследований и интерпретации результатов ГИС производится окончательная привязка данных механического каротажа к разрезу.

К основным факторам, снижающим информативность механического каротажа, относятся:

- резкие изменения режимных параметров бурения,

- частые спуско-подъемные операции при малых интервалах долбления (2-3 м),

- применение разных типоразмеров долот,

- бурение со значительным превышением гидростатического давления над пластовым.

Газовый каротаж основан на изучении 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.

Методика «Запсибнефтегеофизики» - Э. Е. Лукьянов предложил найти один обобщенный газовый коэффициент, с помощью которого можно было бы с большой вероятностью определить характер насыщения залежи. Для этой цели им был предложен обобщенный показатель углеводородного состава (ОПУС).

Методика треста «Саратовнефтегеофизика». Прогнозная оценка характера насыщения пласта предложенная Чекалиным Л.М.

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.

Методика палетки Пикслера. При построении графика «палетки Пикслера» используются данные газового каротажа:  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$ ,  $C_5$ , и сумма газов ( $C_n$ ).

Методика «Базовый треугольник». При наличии в исследуемом районе большого объема фактического материала по газовому каротажу можно на основе статистической обработки геохимической информации и данных испытаний пластов-коллекторов определить граничные значения флюидных коэффициентов для продуктивных и непродуктивных пластов и на



трехкоординатной диаграмме выделить так называемую продуктивную область значений флюидных коэффициентов - область S.

К литологическим, петрофизическим, газометрическим исследования шлама и керна относят: макро- и микроописание пород, определение карбонатности пород, люминесцентно-битуминозный анализ пород, термовакуумная дегазация проб шлама и раствора.

Раздел 3, **результаты исследований**, посвящен описанию результатов интерпретации газового каротажа различными методами у трех скважин.

По данным газового каротажа скважины №101 Моздокского месторождения аномалии были отмечены в интервалах 734-735м, 744-745м, 833-834м, 969-970м, 991-996м в соответствии с приложением В. По данным ГТИ в интервалы 734-735м, 744-745м представлены солью белой, светло-серой, скрытокристаллической, массивной, средней крепости; интервалы 833-834м, 969-970м представлены ангидритом светло-серым, голубовато-серым до белого, мелко- и скрытокристаллическим, средней крепости; а интервал 991-996м сложен доломитами серыми, глинистыми, мелкокристаллическими, средней крепости, массивными. При детальной интерпретации каменного материала (шлама) с помощью стереоскопического бинокля (увеличение до 65 крат) были отмечены прожилки карбонатной породы светло-кремового цвета в галогено-сульфатных породах в 734-735м, 744-745м, 833-834м, 969-970м.

Анализируя результаты интерпретации газового каротажа практически все применяемые в данной работе методики, за исключением «палеток Пикслера» показали схожий характер насыщения – газ, газоконденсат. По данным «палеток Пикслера» характер насыщения не определен.

Превышение газовых аномалий относительно фоновых показаний изменяется в пределах 11-250 раз.

По данным газового каротажа скважины №110 Комаринской площади аномалии были отмечены в интервалах 492-493м, 501-503м, 609-610м, 632-633м, 639-641м, 647-648м, 764-765м, 769-770м, 778-779м, 783-784м, 793-794м, 804-807м.

Анализируя результаты интерпретации газового каротажа методики ОПУС, N, ФК показали схожий характер насыщения – газ, нефть. По данным «палеток Пикслера» не возможно выдать однозначное заключение. По данным методики РАГ результаты не ясны. Методика «базового треугольника» по всем интервалам определила характер насыщения – газ, т.е. можно сделать вывод о некорректных результатах.

Превышение газовых аномалий относительно фоновых показаний изменяется в пределах 4-100 раз.

По данным газового каротажа скважины №190 Гиреевской площади аномалии были отмечены в интервалах 536-538м, 553-554м, 562-563м, 614-615м, 643-646м, 760-762м, 795-797м.

Анализируя результаты интерпретации газового каротажа практически все применяемые в данной работе методики, за исключением «палеток Пикслера» показали схожий характер насыщения – газ, газоконденсат, нефть. По данным «палеток Пикслера» не возможно выдать однозначное заключение.

Превышение газовых аномалий относительно фоновых показаний изменяется в пределах 6-100 раз.

С целью прогноза пластов-коллекторов Иреньских отложений по результатам рассматриваемых скважин была построена корреляционная схема данных ГТИ-ГИС.

По данным проведенной интерпретации можно сделать вывод о возможной перспективности Иреньских отложений, характер насыщения по совокупности методик – газо-нефтяной. Следует отметить, что мощность возможных пластов-коллекторов в разрезе рассматриваемых скважин составляет от 1 до 4м. Для дальнейшего изучения перспективности данных участков кунгурского возраста рекомендуется отбор керна с целью уточнения литологического состава, фильтрационно-емкостных свойств коллектора, а также проведение ИПТ в перспективных интервалах.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе изучен геологический разрез, тектоническое строение исследуемой площади, в которую входят: Моздокское месторождение (скважина №101), Комаринская площадь (скважина №110), Гиреевская площадь (скважина №190). Рассмотрены следующие методики характера насыщения по данным газового каротажа: методика «Запсибнефтегеофизики», методика треста «Саратовнефтегеофизика», методика раздельного анализа газа (РАГ), палетки Пикслера, «Базовый треугольник», методика Флюидных коэффициентов. Рассматриваемые методики применены на результатах газового каротажа исследуемых скважин. По результатам интерпретации газового каротажа наиболее подходящими методиками для рассматриваемой площади являются: методика «Запсибнефтегеофизики», методика треста «Саратовнефтегеофизика», методика Флюидных коэффициентов.

При интерпретации построенной схемы отмечено 2 группы коррелируемых пластов-коллекторов по данным газового каротажа: 1 группа – 833-834мм (скважина Моздокская 101); 609-610м, 632-633м, 639-641м, 647-648м (скважина Комаринская 110); 614-615м, 643-646м (скважина Гиреевская 190); 2 группа – 969-970м, 991-996м (скважина Моздокская 101); 764-765м, 769-770м, 778-779м, 783-784м, 793-794м, 804-807м (скважина Комаринская 110); 760-762м, 795-797м (скважина Гиреевская 190).

По данным проведенной интерпретации можно сделать вывод о возможной перспективности Иреньских отложений, характер насыщения по совокупности методик – газо-нефтяной. Следует отметить, что мощность возможных пластов-коллекторов в разрезе рассматриваемых скважин составляет от 1 до 4м. Для дальнейшего изучения перспективности данных участков кунгурского возраста рекомендуется отбор керна, а также проведение ИПТ в перспективных интервалах.