

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ  
Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**Выделение продуктивных пластов методами ГТИ на примере Западно-  
Рудневского месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 501 группы  
направление 05.03.01 геология  
геологического ф-та  
Наквасина Максима Андреевича

**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 2019

**Введение.** Целью бакалаврской работы является выделение пластов-коллекторов нижнего карбона, а так же оценка характера насыщения этого пласта по данным ГТИ.

Для достижения указанной цели были поставлены следующие задачи:

- сбор геолого-геофизических материалов, касающихся строения нефтегазоносности месторождения,
- изучить геологическое строение отложений бобриковского 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 планшет по данным ГТИ исследуемой скважины;
- провести сравнение методик интерпретаций данных газового каротажа.

Материал для написания выпускной квалификационной работы был собран в ходе прохождения второй производственной практики в ООО «СНГС-ГЕО», где автор работал на должности геолога партии ГТИ на период с 1 сентября по 14 сентября 2018 года.

Выпускная бакалаврская работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка используемой литературы, включающего 12 источников. Работа изложена на 44 стр., содержит 8 таблиц и 9 рисунков.

**Основное содержание работы.** Раздел 1 «Геологическая характеристика района», содержит сведения об физико-географических условиях проведения работ, изученности района работ, тектоническом строение, нефтегазоносности, а также литолого-стратиграфической характеристики разреза.

Западно-Рудневское месторождение в административном отношении расположено в южной части Елховского административного района Самарской области, в 100 км к северу от г. Самары. Районный центр – с.Елховка находится

у самой северной границы данной территории.

Рассматриваемый участок относится к лесостепной зоне с преобладанием степных участков. Рельеф местности представляет собой всхолмленную равнину, понижающую в сторону долин рек. Абсолютные отметки варьируют от +40 до +135 м, а на водоразделах от +60 до +180 м. Климат района континентальный со средней температурой июля +20,1°С, января -13,9°С. Годовое количество осадков 460 мм, большая часть которых выпадает в теплый период года. Преобладающее направление ветров: летом – северных, зимой – южных.

В региональном тектоническом плане по осадочному чехлу Западно-Рудневское месторождение располагается в западной части Сокской седловины в пределах Сокско-Шешминской дислокации, по фундаменту - на южном борту Серноводско-Абдулинского авлакогена. По отложениям нижнего карбона оно приурочено к юго-западному борту Муханово-Ероховского прогиба (далее - МЭП) Камско-Кинельской системы прогибов.

В осадочном чехле в составе Сокско-Шешминской дислокации выделяются два тектонических вала – северный Дубровско-Никитинский и южный – Елховско-Радаевский, который осложнен протяженным глубинным сбросом, ограничивающим с юга Серноводско-Абдулинский авлакоген.

Валы имеют субширотное простирание и осложняются вдоль своих осей многочисленными локальными структурами.

За крутым крылом Елховско-Радаевского вала прослеживается пологая Рудневская приподнятая зона, ограниченная с запада и востока прогибами.

Западно-Рудневская поднятие контролируется по данным глубокого бурения, сейсморазведки и аэромагнитной съемки локальным выступом кристаллического фундамента с облеканием его палеозойскими отложениями.

Анализ структурных построений, показал, что Западно-Рудневское месторождение относится к сквозному типу структур. Строение его довольно сложное: отмечается его разнонаправленность по различным горизонтам, что, по-видимому, связано с тектоническими и седиментационными процессами

крупных региональных элементов: Серноводско-Абдулинский авлакоген, Камско-Кинельская система прогибов.

На структурных картах бобриковского горизонта по пластам СІ и СІ<sup>1</sup> структура представляет собой антиклинальную складку с размерами по замыкающей изогипсе -1560 м 2,75х2,8км с амплитудой 30 м (приложение В).

Таким образом, строение Западно-Рудневского месторождения представляется сложным и на сегодняшний день неоднозначным из-за редкой сети профилей и ограниченного количества скважин.

Осадочный чехол Западно-Рудневского месторождения представлен породами кристаллического фундамента архейского возраста, осадочными породами девонской, каменноугольной, пермской, неогеновой и четвертичной систем.

По схеме нефтегазового районирования Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, Западно-Рудневского месторождение располагается в Сокско-Шешминском нефтеносном районе в составе нефтегазоносной области Серноводско-Абдулинского прогиба.

Нефтеносность месторождения связана с отложениями нижнекаменноугольного возраста. Промышленная нефтеносность установлена в 1978г. в пласте СІ бобриковского горизонта в поисковой скв. № 46. Из интервала глубин 1620-1623 м (абс.отметки -1554-1557,1м) получен приток нефти 2,9м<sup>3</sup>/сут. По состоянию на 01.01.2008 г. на месторождении пробурено 4 поисково-разведочных скв. №№49, 46, 51 и 50. Из них в скв. №№ 49 и 51 также из пласта СІ получены промышленные притоки нефти. В разведочной скв. №50 пласт СІ представлен водонасыщенными песчаниками, скважина была ликвидирована по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

Пласт СІ бобриковского горизонта залегает в верхней части горизонта в интервале глубин 1619,3-1648,2 м. Сложен песчаниками, участками загипсованными и глинистыми, с прослоями глин и алевролитов. Покрышкой служат глины бобриковского горизонта.

Коллектором являются песчаники кварцевые средне- и разномерные, прослоями гравелитистые с неравномерным сульфатным цементом. Тип коллектора – поровый. Пласт распространен повсеместно по всей площади залежи. Размеры залежи в пределах контура нефтеносности составляет 2,7×2,6км, высота залежи 32 м.

Общая толщина пласта изменяется от 34,9 до 38,8 м, суммарная эффективная толщина колеблется от 9,3 до 31,5 м, нефтенасыщенная толщина от 4,2 до 10,6 м (по скважинам) и более 20м по разрезу.

Раздел 2 «Методика работ», содержит методику проведения работ ГТИ, геолого-технологические исследования, типовой комплекс исследований для решения геологических задач, механический каротаж, методика интерпретации механического каротажа, газовый каротаж в процессе бурения, литологические, петрофизические, газометрические исследования шлама и керна.

Проводка скважины должна сопровождаться контролем станции геолого-технологического исследования (ГТИ).

ГТИ в нефтяных и газовых скважинах проводятся для выполнения следующих задач [5,6]:

- оптимизация и контроль технологических процессов на всех этапах строительства, ввода в эксплуатацию и эксплуатации скважин;
- обеспечение безопасного проведения работ;
- изучение геологического разреза;
- обеспечение высокого качества и технико-экономических показателей строительства скважин;
- выполнение природоохранных требований.

Цель геолого-технологических, геолого-геохимических исследований и газового каротажа состоит в оперативном изучении геологического строения разреза проектируемых разведочных скважин, выявлении и оценке

продуктивных пластов, предотвращении аварий, повышении качества бурения и сокращении цикла строительства скважин.

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;
- 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.

Механический каротаж 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.

Механический каротаж проводится путем измерения времени бурения

заданного интервала проходки (0,2; 0,5; 1,0 м) или механической скорости через 0,5; 1,0 м с помощью датчиков, входящих в комплект газокаротажных и геолого-технологических станций.

Газовый каротаж в процессе бурения является основной модификацией метода, включающей изучение изменения ко стволу скважины содержания и состава газов, поступающих в ПЖ в процессе бурения горных пород, и изменения параметров, характеризующих режим бурения скважин, а также каротаж по шламу. Результаты газового каротажа в процессе бурения представляются в виде комплекса параметров, зафиксированных в функции исправленных глубин и характеризующих газо- и нефте- содержание пластов, вскрытых скважиной, комплекса технологических параметров, зафиксированных также в функции глубин, и результатов исследования шлама.

Литологические, петрофизические, газометрические исследования шлама и керна. К таким исследованиям относят: макро- и микроописание пород, определение карбонатности пород, люминесцентно-битуминозный анализ пород, термо-вакуумная дегазация проб шлама и раствора.

Макро- и микроскопические исследования являются визуальными методами определения литологического состава и других особенностей пород по шламу и керну.

Определение карбонатности пород осуществляется путем измерения объема или давления углекислого газа, выделившегося при взаимодействии исследуемой породы с соляной кислотой, и проводится с целью определения литологического состава пород. Количество  $\text{CaCO}_3$  и  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$  определяется с помощью калибровочного графика, который строится по результатам анализа навесок чистых карбонатных минералов. Диагностика пород производится по количественному соотношению в породе кальцита, доломита и нерастворимого остатка.

Люминесцентно-битуминологический анализ основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами испускать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяет визуально

оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе.

Термо-вакуумная дегазация (ТВД) является инструментом для извлечения углеводородных газов из открытых пор шлама, а также для извлечения газа, содержащегося в буровом растворе. После извлечения газа определяется его количество и при помощи хроматографа анализируется его состав. Такой анализ проводится с целью выявления продуктивных нефтегазоносных пластов и выделения зон аномально высоких поровых и пластовых давлений. Следует отметить, что данный метод является дополнительным при выявлении продуктивных пластов-коллекторов.

**Раздел 3 «Результаты геолого-геохимических исследований»**, содержит результаты геолого-геохимических исследований, посвящен описанию объема выполненных геолого-геохимических исследований, определения характера насыщения по данным газового каротажа.

Бурение разведочной скважины №52 Западно-Рудневского месторождения сопровождалось геолого-геохимическими исследованиями в интервале бурения 1000-1572м.

В качестве первичной информации о литологическом разрезе скважины и отслеживания пластов-коллекторов использовался метод механического каротажа – при изменении скорости проходки и ДМК изменялась литология, что впоследствии подтверждалось данными газового каротажа и фракционным анализом шлама

Измерения газосодержания шлама методом ТВД проводилось с кровли Алымских глин и до забоя. В интервале отбора керна вынос шлама был настолько незначительным, что проводить измерение было невозможно. По представленным результатам ТВД, газосодержание в отобранных образцах по своему количественному и компонентному составу приближен к фоновому, что в дальнейшем дает нам возможность сосредоточить внимание на более перспективных интервалах.



Результаты ЛБА керна, отбор образцов для проведения ЛБА производился с шагом 1м. Размер образцов керна очень маленький (от 1 до 5см в диаметре и 0,5см толщиной), что в условиях отсутствия герметичности могло привести к испарению части углеводородов и, соответственно, уменьшению значений содержания нефти в породе.

В проведении бурении скважины №52 Западно-Рудневского месторождения в качестве первичной информации о литологическом разрезе скважины и отслеживания пластов-коллекторов использовался метод механического каротажа – при изменении скорости проходки и ДМК предполагалось изменение литологии, что впоследствии подтверждалось (или опровергалось) данными газового каротажа и фракционным анализом шлама.

При бурении в вертикальной скважине №52 использовался известковый ингибированный буровой раствор.

По анализу шлама в продуктивном разрезе разбуривались рыхлые породы пласта-коллектора представленные песчаниками светло-серыми, желтовато-серыми, тонко-, мелкозернистыми, кварцевыми, на карбонатном и глинисто-карбонатном цементе, средней крепости.

Стратиграфическое описание и расчленение разреза дается до данным литологии (отобранного шлама в процессе бурения), ДМК.

По данным интерпретации ДМК и данных газового каротажа наблюдаются повышенные значения газопоказаний с уменьшением значений ДМК в песчаниках, что говорит о их хороших коллекторских свойства, также наблюдаются зависимость снижения газопоказаний с увеличением значений ДМК, что, вероятнее всего, свидетельствует об ухудшении коллекторских свойств в глинистых пропластках бобриковского горизонта.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины зарегистрированы следующие фоновые показания по газовому каротажу:

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора в интервале 1555-1571м составляет от 0,03 до 1,32% абс средний уровень 0,94% абс.

При выявлении газовой аномалии, поступающего в буровой раствор пластового газа, определялся характер насыщения пласта по изменению относительного состава газа и флюидных коэффициентов, для чего значения  $C_1 \dots C_6$  и флюидных коэффициентов наносятся на палетки РАГ.

**Заключение.** В процессе проведения ГТИ по данным геолого-геохимических исследований, а также по данным газового каротажа были зафиксированы аномалии в отложениях турнейского возраста, связанные с вскрытием объекта насыщенного нефтью в интервале: 1274-1300м.

В данной работе изучен геологический разрез, тектоническое строение исследуемой площади, в которую входит Западно-Рудневское месторождение. Описаны технологические, геологические методы и методики выполнения геологических исследований газового каротажа и люминесцентно-битуминологического анализа, ДМК, определения характера насыщения при помощи построения палеток диаграмм раздельного анализа газа.

В результате выполненной работы, в разрезе скважины №52 Западно-Рудневского месторождения, по данным механического каротажа были выделены терригенные пласты-коллекторы в бобриковском горизонте в интервалах 1554-1555м, 1556-1558м, 1561-1562м, 1563-1564м, 1565-1570м.

По результатам газового каротажа выделены пласты коллекторы в разрезе скважины №52 Западно-Булькунвской в следующих интервалах:

- 1554-1555м – песчаник, характер насыщения объекта – нефть;
- 1556-1558м – песчаник, характер насыщения объекта – нефть;
- 1561-1562м – песчаник, характер насыщения объекта – нефть;
- 1563-1564м – песчаник, характер насыщения объекта – нефть;
- 1565-1570м – песчаник, характер насыщения объекта – нефть.

Данные пласты послужили объектом исследования, на которых были опробованы методики интерпретации данных механического и газового

каротажа, с целью определения пластов-коллекторов и характера насыщения в условиях Самарской области.