

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

Кафедра геофизики

**«Оценка характера насыщения терригенных коллекторов  
среднего Девона Оренбургского Приуралья»**

**АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 2 курса 261 группы  
направления 05.04.01 «Геология»  
профиль «Геофизика при поисках нефтегазовых месторождений»  
Харченко Александра Александровича

**Научный руководитель:**

к. г.- м. н., доцент кафедры  
геофизики

\_\_\_\_\_ М.В. Калининкова

**Зав. кафедрой**

к. г.- м. н., доцент кафедры  
геофизики

\_\_\_\_\_ Е.Н. Волкова

Саратов 2020 год

**Введение.** Актуальность оценки характера насыщения пластов - коллекторов средне - девонского возраста на Малооренбургском месторождении углеводородного сырья определяется необходимостью повышения качества и точности их проведения в сложных горно-геологических условиях Оренбургского Приуралья. Объектом исследования является скважина №113 Малооренбургского месторождения.

В настоящее время все больше трудностей выявляется при освоении нефтегазовых скважин, связано это в первую очередь со сложностью строения геологического разреза. В связи с этим особо приоритетными являются задачи, по разработке прогнозирования геологического разреза, выделения продуктивных пластов-коллекторов, а также оценка их насыщения. Решению этих задач посвящены многочисленные научные исследования, отчеты производственных организаций, диссертаций и т.д.

Промышленные месторождения нефти и газа, выявленные на территории Оренбургской области, как правило, приурочены к девонским терригенным образованиям, где сосредоточено 24 % перспективных и прогнозных запасов нефти от учтенных в районе. Оценка характера насыщения данных отложений по методике ГТИ, а именно ардатовского горизонта среднего девона, позволит нам более точно прогнозировать геологический разрез.

**Целью** написания данной работы является оценка характера насыщения пластов-коллекторов ардатовского горизонта среднего девона по комплексу данных ГТИ на примере скважины 113 месторождения Малооренбургское.

**Задачи**, которые решались для достижения поставленных целей, были сформулированы следующим образом:

- изучить геолого-геофизическую характеристику исследуемого района;
- провести сбор данных геолого-технологических исследований;
- рассмотреть методики проведения и интерпретации данных газового каротажа, люминисцентно-битуминологического анализа и термо-вакуумной

дегазации шлама и бурового раствора, которые направлены на оперативную оценку характера насыщения потенциально продуктивных интервалов в разрезе бурящейся скважины;

- изучить методику с целью оценки характера насыщения пластов-коллекторов в исследуемом разрезе;

- по данным геолого-технологических исследований в 113 скв. Малооренбургского месторождения определить характер насыщения перспективных интервалов по методике.

Результаты, полученные при выполнении дипломного исследования, позволят сделать вывод о том, достаточно ли эффективны методы интерпритации данных газового каротажа «X-log» и методик построения палеток РАГ для решения задачи оценки характера насыщения в сложных горно-геологических условиях.

Магистерская работа состоит из введения, основной части, включающая в себя разделы 1 «Геолого-геофизическая характеристика работ», раздел 2 «Методика выполнения работы», раздел 3 «Результаты работ», заключения и списка литературы. Работа содержит 20 наименований литературы, а также в работу входят 11 рисунков, 4 таблицы и 1 приложение. Общий объем работы составляет 51 страница.

**Основное содержание работы.** Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района работ» содержит 4 подраздела.

Подраздел 1.1 «Общие сведения о месторождении» содержит информацию об административном и физико-географическом положении. Малооренбургское месторождение расположено в западной части Оренбургской области, вблизи села Яфарово (9 км), Александровского района. Ближайшими населенными пунктами являются села Яфарово, Алексеевка, Николаевка, Романовка, Ратчино, Новомусино.

В подразделе 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика» рассказывается о геологическом строении месторождения. В западной части Оренбургской области в геологическом строении участвуют

верхнепротерозойские, палеозойские, мезозойские и кайнозойские осадочные образования, залегающие на метаморфических и магматических породах кристаллического фундамента архейско-раннепротерозойского возраста. Мощность осадочного чехла увеличивается с севера на юг от 1856 м до 6516 м и более.

Подраздел 1.3 «Тектоника». В тектоническом плане Малооренбургское месторождение расположено в юго-восточной части Волго-Уральской антиклизы. Район приурочен к западной части Восточно-Оренбургского поднятия. По кристаллическому основанию площадь находится в пределах Юго-Восточного Жигулевско-Оренбургского свода.

Подраздел 1.4 «Нефтеносность». Нефтеносность данного района сконцентрирована в следующих нефтегазоносных комплексах: I - эйфельско-франском терригенно-карбонатном; II - франско-турнейском преимущественно карбонатном; III - визейском терригенном; IV - окско-башкирском карбонатном; V - верейском терригенном; VI - средне-верхнекаменноугольном карбонатном; VII - нижнепермском карбонатном. В основном, нефтепоисковые и разведочные работы в области, сосредоточены на отложениях I, II, III нефтегазоносных комплексов.

Раздел 2 «Методика выполнения работы» содержит 2 подраздела.

Подраздел 2.1 «Общие сведения о ГТИ» содержит определение, описание и задачи, которые выполняет ГТИ.

Подраздел 2.2 «Комплекс геолого-химических исследований» состоит из шести подразделов, в которых приведена информация о методах и анализах, направленных на решение геологических задач при проведении ГТИ.

Для решения комплекса геологических задач геолого–технологических исследований применяется ряд методов, включающий в себя: отбор и описание проб шлама и керна, фракционный анализ, проведение люминисцентно–битуминологического анализа (ЛБА), проведение термо–вакуумного анализа (ТВД), анализ попутного газа при помощи

газоаналитического оборудования, проведение измерения карбонатности горных пород, измерение плотности и пористости горных пород. Для более точной геологической интерпретации используются данные об изменениях некоторых технологических параметров режима бурения.

Макро- и микроскопические исследования являются визуальными методами определения литологического состава и других особенностей пород по шламу и керну, так как шлам и керн являются источниками прямой, непосредственной информации о свойствах и строении геологического разреза, вскрываемого скважиной.

Карбонатометрия горных пород в ГТИ определяется с целью построения литологической колонки горных пород, вскрываемых скважиной, а также для определения литологического состава пород. Определение карбонатности горных пород осуществляется путем измерения объема или давления углекислого газа, выделившегося при взаимодействии исследуемой породы с соляной кислотой.

Для выделения потенциально-продуктивных интервалов разреза бурящейся 113 скв. Малооренбургского месторождения использовался типовой комплекс исследований: люминисцентно-битуминологический анализ, газовый каротаж, термо-вакуумная дегазация проб шлама и бурового раствора.

Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) – это полуколичественный метод определения содержания и состава рассеянных в породе битуминозных веществ, применяемый для обнаружения, первичной диагностики типов битуминозных веществ и выявления характера их распределения в горных породах и минералах.

Газовый каротаж представляет собой прямой метод выделения в разрезе скважины продуктивных пластов, содержащих углеводороды. Газовый каротаж в процессе бурения используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, определения их насыщенности и для

обеспечения безаварийного бурения - выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа.

Термо-вакуумная дегазация (ТВД) предназначена для глубокой дегазации проб промывочной жидкости и шлама с целью определения их газонасыщенности.

Признаками подхода и вскрытия потенциального продуктивного пласта по трем вышеперечисленным комплексам исследований является:

- увеличение нефтебитумосодержания вытяжек полученных при проведении ЛБА от 3 баллов, люминисценция шлама.
- аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора (в 2 и более раза больше фоновых значений), относительный состав газа, идентичный составу газа для продуктивных пластов исследуемой площади по данным газового каротажа
- аномальное увеличение газосодержания бурового раствора и газонасыщенности шлама по отношению к фоновым значениям по данным ТВД;

Для определения характера насыщения выделенных продуктивных интервалов разреза 113 скв. Малоренбургского месторождения используются методика палеток РАГ и методика флюидных коэффициентов.

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. Состав газа рассчитывают по данным частичной и глубокой дегазации. Нанесенные на бланк точки соединяют линией, форма которой отображает соотношение содержаний отдельных углеводородных компонентов. Бланк накладывают затем на эталонную палетку РАГ для сопоставления фактических кривых с эталонными. При этом качественно различающиеся пласты имеют определенный характер сопоставимости.

В наше время методика флюидных коэффициентов «X-log» получила широкое распространение и достаточно высокую популярность, в ее основе лежит одновременное использование трех параметров, которые строятся в функции глубины: коэффициент влажности, коэффициент баланса и коэффициент характера. Их значения сравниваются с граничными в результате чего определяется прогнозный характер насыщения перспективного пласта. Для этого применяют формулы 1,2,3.

$$W_h = \frac{(C_2+C_3+C_4+C_5)}{(C_1+C_2+C_3+C_4+C_5)} \times 100 \quad (1)$$

$$B_h = \frac{(C_1+C_2)}{(C_1+C_4+C_4+C_5)} \quad (2)$$

$$C_h = \frac{(C_4+C_4+C_5)}{C_3}, \quad (3)$$

где  $W_h$  – коэффициент влажности, измеряющий соотношение тяжелых компонентов и указывающий на их концентрацию в перспективном пласте;

$B_h$  – коэффициент баланса, показывающий соотношение тяжелых компонентов по отношению к легким (метан и этан) и с учетом коэффициента влажности повышающий уровень достоверности интерпретации;

$C_h$  - коэффициент характера, не учитывающий легкие углеводородные компоненты (метан и этан), а сравнивающий концентрацию тяжелых. С его помощью подтверждается наличие УВ и улучшается распознавание в случаях насыщения очень влажным газом или высокой концентрацией нефти.

Полученные значения рассчитанные по вышеприведенным формулам сравниваются с граничными значениями, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 - Определение характера насыщения пластов-коллекторов согласно методике «X-log»

Значение коэффициента $W_h$	Значение коэффициента $B_h$	Предполагаемый характер насыщения
<0,5	>100	Сухой газ
17,5	$B_h > W_h$	Газ, газоконденсат
17,5-40	$W_h > B_h$	Нефть
>40	$W_h > 40B_h$	Остаточная нефть

Параметр  $C_h$  является вспомогательным, и исключает ошибки при высоком содержании метана в газе. Если  $C_h < 0,5$ , то выделение газонасыщенных интервалов по  $W_h$  и  $B_h$  верно. Если  $C_h > 0,5$ , то пласты определенные по  $W_h$  и  $B_h$ , как газовые зоны, следует рассматривать как нефтенасыщенные.

В третьем разделе «Результаты работ» рассказывается о результатах проведённых исследований. Геолого-геохимические исследования скважины №113 Малооренбургского месторождения были проведены в интервале 1708-3000 м. В соответствии с изложенной методикой был проанализирован шлам на литологический состав, карбонатометрия, люминимцентно-битуминологический анализ, термо-вакуумная дегазация проб шлама и бурового раствора, газовый каротаж, прогноз характера насыщения по системе «X-log».

В подразделе 3.1 «Краткая литолого-стратиграфическая характеристика вскрытого разреза» приводится стратиграфическое расчленение и увязка вскрытого разреза с использованием данных ГТИ и ГТН.

Подраздел 3.2. «Выделение пород-коллекторов по данным ГТИ» содержит описание аномальных участков исследуемой скважины.

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

- средний уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора 0,03% абс;
- удельная газонасыщенность образцов шлама  $2,26\text{см}^3/\text{дм}^3$ ;
- люминесценция хлороформенных вытяжек шлама – 2-3 балла, беловато-голубого, – легкие битумоиды; 3 балла, беловато-желтого цвета, маслянистые битумоиды.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины выделены возможные перспективные объекты в интервалах:

- 2862,95 - 2864,03м, 2874,01 - 2875,45м, 2877,01 - 2878,34м:
- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,061% абс;
- удельная газонасыщенность шлама до  $7,7\text{см}^3/\text{дм}^3$ ;
- люминесценция хлороформенных вытяжек шлама – 3 балла, желтого цвета – маслянисто-смолистые битумоиды; 3 балла, желтовато-коричневого цвета – маслянисто-смолистые битумоиды;
- дополнительными признаками продуктивности являются увеличение битуминозности по шламу, повышение удельного газосодержания шлама;

Аномалии приурочены к вскрытию терригенных коллекторов пашийского возраста, насыщенных остаточной нефтью.

- 2902,4 - 2904,03м:
- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,8046% абс;
- удельная газонасыщенность шлама  $12\text{см}^3/\text{дм}^3$ ;
- люминесценция хлороформенных вытяжек шлама – 3 балла, желтого цвета – маслянисто-смолистые битумоиды;
- дополнительными признаками продуктивности являются увеличение битуминозности по шламу, повышение удельного газосодержания шлама;

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов ардатовского возраста, насыщенных нефтью.

- 2938,8 - 2940,57м, 2948,18 - 2949,39м, 2955,12 - 2958,21м:

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,2781% абс;
- удельная газонасыщенность шлама до  $2,44\text{см}^3/\text{дм}^3$ ;
- люминесценция хлороформенных вытяжек шлама – 3 балла, беловато-желтого цвета – маслянистые битумоиды; 3 балла, оранжево-коричневого цвета – смолистые битумоиды;
- дополнительными признаками продуктивности являются увеличение битуминозности по шламу, повышение удельного газосодержания шлама;

Аномалии приурочены к вскрытию терригенных коллекторов ардатовского возраста, насыщенных нефтью.

Подраздел 3.3 «Оценка характера насыщения продуктивных пластов  $D_{2ar}$ » содержит информацию о характере насыщения выделенных интервалов.

Для оценки характера насыщения выделенных продуктивных пластов 113 скв. Малоренбургского месторождения были построены палетки РАГ, которые были сопоставлены с эталонной палеткой согласно описанной методике. По результатам исследований все выделенные продуктивные интервалы ардатовского ( $D_{2ar}$ ) горизонта: 2902,4-2904 м., 2938,8-2940,5 м., 2948,1-2949,4 м., 2955,1-2958,2 м. соответствуют области характеризующей нефтенасыщенность коллекторов.

По результатам проведенных исследований по методике «X-log» выделенные карбонатные продуктивные пласты ардатовского ( $D_{2ar}$ ) горизонта, являются нефтенасыщенными коллекторами.

Пласты соответствующие интервалам разреза 2902,4-2904 м, 2938,8-2940,5 м, и 2948,1-2949,4 м. определяются по значениям параметров  $W_h$  (коэффициент влажности),  $B_h$  (коэффициент баланса) и их отношению как коллектора насыщенные нефтью. Интервал разреза соответствующий глубине 2955,1-2958,2 м. по значениям и отношению параметров  $W_h$  и  $B_h$  характеризуются как насыщенный остаточной нефтью.

**Заключение.** В соответствии с поставленной задачей в данной работе приведено геолого-тектоническое строение изучаемой территории и дана характеристика Оренбургского Приуралья, в пределах которого находится Малооренбургское месторождение. Также в работе приведены методы и методики выполнения геолого - технологических исследований и комплексов геолого - геохимических исследований: методика проведения и интерпритации газового каротажа, ЛБА и термо-вакуумной дегазации шлама и бурового раствора, направленных на оперативное выделение пород коллекторов в разрезе бурящейся скважины. Дано описание методики палеток РАГ и методики флюидных коэффициентов «X-log» применяемых для оценки характера продуктивных пластов.

В процессе подготовки данной работы выполнен анализ материалов геолого-технологических исследований 113 скв. Малооренбургского месторождения, который позволил выделить по данным газового каротажа, ЛБА и ТВД шлама в разрезе исследуемой скважины семь перспективных зон. В работе были выделены и рассмотрены конкретно 4 зоны ардаатовского возраста среднего девона ( $D_{2ar}$ ). Это интервалы разреза 2902,4-2904 м, 2938,8-2940,5 м, 2948,1-2949,4 м, 2955,1-2958,2 м.

В выделенных интервалах разреза было произведено определение характера насыщения по методике построения палеток РАГ и методике «X-log». По результатам полученных данных карбонатные породы-коллекторы во всех интервалах разреза являются нефтенасыщенными.

Результаты, полученные при выполнении дипломного исследования, позволяют сделать вывод о том, что методики интерпритации данных газового каротажа «X-log» и методика построения палеток РАГ показали достаточно высокую эффективность для решения задачи оценки характера насыщения в разрезе 113 скв. Малооренбургского месторождения.