

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

Кафедра геофизики

**«Оценка характера насыщения пластов-коллекторов  
Ново-Бердянского месторождения»**

**АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 2 курса 261 группы  
направление 05.04.01 геология  
профиль «Геофизика при поисках нефтегазовых месторождений»  
геологического факультета  
Юдина Никиты Борисовича

**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 2020

**Введение.** Геолого-технологические исследования проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения. ГТИ тесно связывают с газовым каротажем, так как с его развитием и образовались геолого-технологические исследования, так же газовый каротаж входит в комплекс ГТИ и составляет его существенную часть.

Своевременные рекомендации операторов ГТИ позволили предотвратить несчетное количество аварий, осложнений процесса проводки скважин, найти выход из сложных предаварийных ситуаций.

Именно опираясь на результаты ГТИ, проводится анализ нештатных ситуаций, выбор параметров промывочной жидкости, грамотное проектирование бурения последующих скважин, разведки, освоения и эксплуатации месторождения и т.д. Результаты ГТИ учитываются при количественной интерпретации ГИС и подсчете запасов УВ, являются важным компонентом для оценки продуктивности в сложных геологических условиях. При отсутствии ГИС (отказ либо не прохождение приборов, недостаточный комплекс) количественная интерпретация проводится только по данным ГТИ.

Целью написания магистерской работы является оценка характера насыщения пластов коллекторов скважины 774 Ново-Бердянского месторождения по данным геолого-технологических исследований.

Объектом для исследования являлись материалы, полученные в процессе строительства скважины 774 Ново-Бердянского месторождения. По данным материалам было составлено обобщенное описание геологического строения исследуемой территории, проведена обработка полученных данных.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- сбор информации о геологическом строении исследуемой территории;
- изучение методики проведения геолого-технологических исследований в процессе строительства скважин
- выделение перспективных интервалов разреза по исследуемой скважине;
- определение характера насыщения выделенных перспективных интервалов.

Общий объём магистерской работы составляет 50 страниц. Работа состоит из введения, основной части, заключения и списка использованных источников. Основная часть включает три раздела: геолого-геофизическая характеристика района работ; методика исследований; результаты исследований. Данная работа содержит 22 рисунка и 4 таблицы. При написании работы было использовано 15 литературных источников.

**Основное содержание работы.** Первый раздел состоит из 4 подразделов: административное и физико-географическое положение; литолого-стратиграфическая характеристика; тектоническое строение и нефтегазоносность.

Ново-Бердянское месторождение расположено в центральной части Оренбургской области в двух километрах к югу от посёлка Бердянка Оренбургского района, в 30 км к юго-востоку от г. Оренбурга. Территория представляет собой равнину, расчлененную долинами мелких рек и сухими ложинами. Наиболее крупной рекой является Урал, в которую впадают мелкий её приток Бердянка. Абсолютные отметки рельефа 100-150 м над уровнем моря.

На участке залежи вскрыты отложения ордовикской (частично), девонской, каменноугольной, пермской, триасовой, юрской, меловой, неогеновой и четвертичной систем. Суммарная толщина вскрытых осадков более 5 тыс. м.

В региональном тектоническом плане структура Ново-Бердянского месторождения приурочена к северной части Соль-Илецкого свода,

расположенного на стыке трех крупных тектонических элементов: Волго-Уральской антеклизы, Прикаспийской синеклизы и Предуральского прогиба.

Нижнепермский комплекс включает сульфатно-карбонатные отложения ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов нижней перми. В разрезе продуктивного комплекса выделяется до 8 продуктивных пластов - РVIII, РVII, РVI, РV, РIV, РIII, РII, РI. Породами-коллекторами являются известняки органогенно-детритовые, органогенные и доломиты тонкопористые, кавернозные. Типы коллекторов - поровый, трещинно-поровый, в южных районах трещинный.

Второй раздел состоит из 2 подразделов: общие сведения о ГТИ и комплекс геолого-геохимических исследований ГТИ.

Геолого-технологические исследования скважин - комплексные исследования содержания, состава и свойств пластовых флюидов и горных пород в циркулирующей промывочной жидкости, также характеристик и параметров технологических процессов на различных этапах строительства скважин с привязкой результатов исследований ко времени контролируемого технологического процесса и к разрезу исследуемой скважины.

Для решения геологических задач геолого-технологических исследований применяется ряд методов: отбор и описание проб шлама и керна, проведение люминисцентно-битуминологического анализа (ЛБА), проведение термо-вакуумного анализа (ТВД), анализ попутного газа при помощи газоаналитического оборудования "Геолат-04М", проведение измерения карбонатности горных пород, фракционный анализ, измерение плотности и пористости горных пород, гидродинамические исследования в скважине, контроль технологических параметров бурения.

Отбор шлама производится в желобной системе у устья скважины методом накопления с интервалом 5–10 метров по всему исследуемому разрезу, на перспективных участках разреза интервал отбора сокращается до 1–3 метров. Это делается с целью более точной привязки кровли пласта-коллектора, а также для наиболее полного изучения пласта. Для привязки проб

шлама к истинным глубинам отбора рассчитывается время отставания шлама в минутах, т.е. время движения выбуренных частиц шлама от забоя до шламоотборника в минутах.

Отобранные пробы шлама отмываются от бурового раствора холодной водой. После промывки производится первый визуальный просмотр шлама под микроскопом. Ископаемые органические остатки (микрофауна и флора, мелкие обломки моллюсков и т.п.) извлекают из шлама и направляют на специальные определения с целью уточнения стратиграфического разреза, сопроводив их соответствующей этикеткой. Проба шлама просушивается, расситовывается. Крупная обвальная фракция отбрасывается, если она не несет дополнительной информации. После отмывки, шлам делится на две части: одна для ТВД и другая – для дальнейшей просушки.

Керн извлекается из колонкового снаряда аккуратно без нарушения его ориентировки, и зачищается тряпкой или бумагой от глинистого раствора, либо отмывается водой и укладывается в специальные ящики. Керн укладывают в строгой последовательности, в порядке возрастания глубины скважины и только в одном направлении – слева направо, сверху вниз. Оператор станции ГТИ осматривает керн, уложенный в ящики, и проводит его макроскопическое описание и фотографирование.

Карбонатометрия горных пород в ГТИ определяется с целью построения литологической колонки горных пород, вскрываемых скважиной, а также для определения литологического состава пород. Для проведения анализа используется карбонатометр, который позволяет количественно измерить содержание кальцита, доломита и нерастворимого остатка в буровом шламе или керне.

Для проведения анализа карбонатометрии отбираются 10-15 частиц основной породы и измельчаются в мелкий порошок в фарфоровой ступке. После измельчения с помощью электронных весов отвешивается навеска 0,4 г, которая помещается в реакционную камеру карбонатомера и герметизируется. При подаче в камеру 5%-ного раствора объемом 0,4 мл соляной кислоты в

результате реакции разложения карбонатных минералов выделяется углекислый газ, по изменению давления которого определяется содержание в породе кальцита и доломита. Окончание процесса реакции определяется по отсутствию приращения показаний прибора.

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. 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.

После визуального просмотра шлама и керна в УФ–лучах производится капельно–люминесцентный анализ, для чего отбирается 2–3 г сухой горной породы, которая измельчается и просеивается через сито с размерами отверстий 0,25мм. С помощью электронных весов отвешивается навеска массой 1 г, которая помещается в виде конуса на обеззоленный лист фильтровальной бумаги. В вершине конуса делается небольшое углубление. На вершину конуса наносятся несколько капель хлороформа, до полного смачивания конуса, хлороформ, вымывая из породы битумоиды, образует на поверхности бумаги пятно диаметром 3–5 см.

После испарения растворителя шлам с бумаги удаляется и в УФ–лучах оценивается цвет пятна согласно классификации В.Н. Флоровской. Интенсивность свечения хлороформных вытяжек и их форма в ультрафиолетовых лучах оценивается визуально, в баллах.

Газовый картаж - метод исследования скважин, основанный на определении содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости. Газовый картаж представляет собой прямой метод выделения пластов, содержащих УВ, в разрезе скважины. Он предназначен для оперативного выделения в нем перспективных на нефть и газ интервалов, а

также для оперативного прогнозирования и выделения в разрезе скважины НГП.

Относительные содержания УВ компонентов представляют собой выраженные в процентах относительные содержания отдельных компонентов, когда суммарное содержание УВ принимается за 100%. Это расчетные параметры, необходимые для интерпретации данных газового каротажа в части.

Термо-вакуумная дегазация (ТВД) - это дополнительный метод при выделении перспективных пластов-коллекторов и зон аномально высоких поровых давлений. Путем термо-вакуумной дегазации происходит извлечение газа из открытых пор шлама, а также газа, содержащегося в буровом растворе.

После проведения ТВД, отобранную пробу анализируют с помощью хроматографа, где определяют количество и состав газовой смеси. Одной из классических прогнозных методик оценки характера насыщения пластов-коллекторов является методика палеток раздельного анализа газа (РАГ).

По данным компонентного газового анализа проб пластовых флюидов строятся графики РАГ. На этих графиках на вертикальных осях откладываются средние величины относительно содержания УВ в процентах, полученные по результатам опробования пластов. Через эти точки для каждого пласта проводятся ломанные линии, характеризующие средний компонентный состав газа в пласте.

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.

Третий раздел состоит из 3 подразделов: краткая литолого-стратиграфическая характеристика разреза; оценка нефтегазонасыщенности разреза и оценка характера насыщения по методике флюидных коэффициентов.

Во время строительства скважины, бурением вскрыты отложения пермской системы. Описание шлама и данные геолого-геохимических исследований приводятся ниже.

Отложения верхнего и среднего отделов пермской системы выделены в интервале 20-1397м, представлены глинами красно-коричневыми, вязкими, пластичными, легкорастворимыми в воде с редкими прослоями песчаников от желтых до коричневых, мелкозернистых, твердых.

Иреньский горизонт кунгурского яруса нижнего отдела пермской системы в интервале 1397-1894м представлен известняками серыми до темно-серых, мелкокристаллическими, трещиноватыми, слабой крепости, с прослоем ангидритов белых, хрупких, слабой крепости, среднекристаллических и глин красно-коричневых, вязких, пластичных, легкорастворимых в воде. В кровле горизонт сложен мергелями бурыми, красными, средней крепости.

Филипповский горизонт кунгурского яруса в интервале 1894-1976м представлен ангидритами белыми, хрупкими, слабой крепости.

Артинский ярус представлен в интервале 1976-3164м, сложен известняками от светло-серого до темно-серого цвета, плотными, средней крепости, скрытокристаллическими, известняками белыми, серыми, тёмно-серыми, мелко- и среднекристаллическими, средней крепости до крепких.

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

#### **Интервал 1 (2267-2276,8м)**

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,5194% абс;
- удельная газонасыщенность шлама до 7,93см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>;
- люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 3 балла желтого цвета свечения - маслянисто-смолистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов артинского яруса, насыщенных нефтью с газом.



### **Интервал 2 (2280,6-2285,5м)**

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,0602% абс;
- удельная газонасыщенность шлама 0,69см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>;
- люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 3 балла желтого цвета свечения - маслянисто-смолистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов артинского яруса, насыщенных нефтью с газом.

### **Интервал 3 (2470,4-2481м)**

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,9556% абс;
- удельная газонасыщенность шлама до 13,72см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>;
- люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 4 балла беловато-желтого цвета свечения - маслянистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов артинского яруса, насыщенных нефтью с газом.

### **Интервал 4 (2558,3-2565,5м)**

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,7258% абс;
- удельная газонасыщенность шлама до 8,41см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>;
- люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 4 балла беловато-желтого цвета свечения - маслянистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов артинского яруса, насыщенных нефтью.

### **Интервал 5 (2571,7-2581,5м)**

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,4857% абс;
- удельная газонасыщенность шлама до 3,49см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>;
- люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 4 балла беловато-желтого цвета свечения - маслянистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов артинского яруса, насыщенных нефтью.

**Интервал 6 (2630-2637,4м)**

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,665% абс;
- удельная газонасыщенность шлама  $8,27\text{см}^3/\text{дм}^3$ ;
- люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 3 балла беловато-желтого цвета свечения - маслянистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов артинского яруса, насыщенных нефтью.

**Интервал 7 (2678,5-2768,9м)**

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,7311% абс;
- удельная газонасыщенность шлама до  $7,42\text{см}^3/\text{дм}^3$ ;
- люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 4 балла беловато-желтого цвета свечения - маслянистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов артинского яруса, насыщенных нефтью.

**Интервал 8 (2785-2830,8м)**

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 1,2674% абс;
- удельная газонасыщенность шлама до  $21,22\text{см}^3/\text{дм}^3$ ;
- люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 4 балла беловато-желтого цвета свечения - маслянистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов артинского яруса, насыщенных нефтью.

**Интервал 9 (2840-2858,1м)**

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,7325% абс;
- удельная газонасыщенность шлама до  $11,01\text{см}^3/\text{дм}^3$ ;

— люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 4 балла беловато-желтого цвета свечения - маслянистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов артинского яруса, насыщенных нефтью.

#### **Интервал 10 (2862,8-2890м)**

— уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 1,0201% абс;

— удельная газонасыщенность шлама до 11,74см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>;

— люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 4 балла беловато-голубого, беловато-желтого цвета свечения - легкие, маслянистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов артинского яруса, насыщенных нефтью.

#### **Интервал 11 (2965-2978м)**

— уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,0866% абс;

— удельная газонасыщенность шлама до 0,69см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>;

— люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 4 балла беловато-голубого цвета свечения - легкие битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов артинского яруса, насыщенных нефтью.

#### **Интервал 12 (3071,2-3081,6м)**

— уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,0738% абс;

— удельная газонасыщенность шлама до 0,59см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>;

— люминесценция хлороформных вытяжек шлама – 4 балла беловато-голубого цвета свечения - легкие битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов артинского яруса, насыщенных нефтью.

Для оценки характера насыщения продуктивных интервалов в скважине 774 Ново-Бердянского месторождения также применялась методика флюидных коэффициентов  $x\text{-log}$ . При применении данной методики было определено, что продуктивные пласты артинского яруса пермской системы являются нефтенасыщенными.

При определении коэффициента влажности ( $W_h$ ) и коэффициента баланса ( $B_h$ ) первые три интервала (2267-2276,8 м., 2280,6-2285,5 м., 2470,4-2481 м.) характеризуются как пласты, насыщенные газоконденсатом с наличием нефти, однако при определении вспомогательного параметра  $C_h$ , значения которого превышает 0.5, пласты, определенные как газоконденсатные, следует считать, что они нефтенасыщены.

Нижележащие интервалы, которые соответствуют глубинам 2558,3 - 2565,5 м., 2571,7 - 2581,5 м., 2630 - 2637,4 м., 2678,5 - 2768,9 м., 2785 - 2830,8., 2840 - 2858,1., 2862,8 - 2890 м., 2965 - 2978 м., 3071,2 - 3081,6 м., определяются по значениям коэффициента влажности ( $W_h$ ) и коэффициента баланса ( $B_h$ ) как пласты, насыщенные нефтью.

**Заключение.** В процессе написания магистерской работы было изучено геологическое и тектоническое строение Ново-Бердянского месторождения и его окрестностей, были рассмотрены методики проведения геолого-технологических исследований, которые включают отбора образцов шлама и керна, фракционный анализ шлама, карбонатометрию, люминесцентно-битуминологический анализ, газовый каротаж, термо-вакуумную дегазацию проб шлама и бурового раствора.

Для определения характера насыщения продуктивных пластов были изучены и применены методики палеток РАГ и методики флюидных коэффициентов  $X\text{-log}$ . По результатам проведённых исследований можно сделать вывод, что все продуктивные интервала разреза скважины 774 Ново-Бердянского месторождения являются нефтенасыщенными.