

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н. Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**Геолого-геофизическая характеристика терригенных отложений  
нижнего карбона карамышской депрессии по данным ГИС  
АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 2 курса 261 группы  
направление 05.04.01 геология  
профиль «Геофизика при поисках нефтегазовых месторождений»  
геологического ф-та  
Солонина Руслана Владимировича

**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 2024

**Введение.** Актуальность выбранной темы магистерской работы обусловлена тем, что для восполнения минерально-сырьевой базы в России производят не только поиск и открытие новых месторождений, но и активно пересматривают ранее выработанные месторождения с целью оценки перспектив их повторной эксплуатации с применением современных технологий, как в исследовании, так и добычи.

Научная новизна данной работы заключается в рассмотрении ранее выработанных месторождений путем проведение переинтерпретации имеющегося полевого материала с целью их возможной повторной эксплуатации.

Целью данной работы является провести переинтерпретации полевых материалов по месторождению N для оценки перспективы возобновления его разработки, на основе имеющихся геолого-геофизических данных месторождения.

Для выполнения данной цели были поставлены следующие задачи:

- Изучить геолого-геофизическую характеристику района работ;
- Описать теоретическую основу интерпретации данных ГИС;
- Определить нижние границы коллекторских свойств (Кп,Кпр,Кг);
- Определить фильтрационно-емкостные свойства и характер насыщения исследуемых пластов коллекторов;
- Провести анализ данных интерпретации полевых и лабораторных исследований;

-Сделать вывод о целесообразности проведения дальнейших исследований и перспективности эксплуатации месторождения. Выпускная квалификационная работа состоит из введения, 4 раздела (1 Геолого-геофизическая характеристика месторождения; 2 Геофизические исследования разрезов скважин, методика; 3 Проведенные исследования и интерпретация полученных данных; 4 Современные методы добычи на газовых месторождениях) и заключения. Содержит 47 страниц, 9 рисунков и

7 графических приложений. Список использованных источников состоит из 16 наименований.

**Основное содержание работы. Раздел 1. Геолого-геофизическая характеристика месторождения.** Территориально N газоконденсатное месторождение расположено в Саратовского районе Саратовской области.

В общепринятой системе нефтегазогеологического районирования месторождение расположено в пределах Волго-Уральской НГП (**подраздел 1.1**).

В 1985 г. запасы газа по месторождению были пересчитаны и списаны.

В стратиграфическом отношении N месторождение представлено отложениями девонской, каменноугольной, среднеюрской, меловой и четвертичной систем, слагающие осадочный чехол. Литологическое описание разреза выполнено по результатам глубокого бурения разведочных скважин, геофизических исследований, изучения литологического состава пород по керну N месторождения (**подраздел 1.2**) [1].

В тектоническом отношении район работ расположен в пределах Карамышской депрессии, которая является элементом II порядка, входящего в состав Рязано-Саратовского прогиба и находящегося в юго-восточной его части (**подраздел 1.3**) [2].

**Раздел 2. Геофизические исследования разрезов скважин, методика.** При выделении коллекторов и в ходе определения эффективной толщины учитывались прямые и косвенные признаки, такие как:

- номинальный, уменьшенный диаметр скважины по данным кавернограммы, что показывает наличие глинистой корки;
- положительные приращения на кривых микро каротажного зондирования, или сокращенно МКЗ, заключающиеся в превышении показаний микропотенциал-зонда над показаниями микроградиент - зонда ( $r_{кмпз} > r_{кмгз}$ );
- наличие зоны проникновения или наличие радиального градиента электрического сопротивления в коллекторе, определяемые по данным

интерпретации кривых бокового каротажного зондирования, или сокращённо БКЗ;

- минимальный уровень по кривой ПС;
- минимальные показания на кривой ГК [3].

Так как все продуктивные пласты месторождения газонасыщенны, то за нижний предел проницаемости ( $K_{прГР}$ ) была принята условная величина 0,1 мД, характерная для газовых месторождений. По графикам зависимости  $K_{пр} = f(K_p)$ , построенным на основе лабораторных исследований керна, определялось граничное значение коэффициента пористости ( $K_{пГР}$ ) при  $K_{пр} = 0,1$  мД. Для верейских пластов эта величина составила 12,0%. Эти величины были приняты за кондиционные, т.к. они не противоречат минимальным значениям  $K_p$ , определенным по методам ГИС. Следуя из критического значения пористости получаем граничное значение относительного параметра  $\alpha_{ПС}$ . Для верейских коллекторов критическое значение  $\alpha_{ПС} = 0.2$ .

Нижний предел коэффициента газонасыщенности, установленный по графикам зависимости  $K_g$  от  $K_p K_{ЕРН}$ , для верейских пластов - коллекторов был принят равным 30,0%.

Для оценки глинистости использовались данные ПС и ГК (скв.2,4,7,9,12,13,14, 15,16,18,21). За опорные принимались пласты с минимальным ( $I_y \min$ ) и максимальным ( $I_y \max$ ) показаниями на диаграмме ГК. Это соответственно пласты с нулевой глинистостью башкирского возраста и глины верейского горизонта. Для каждого исследуемого пласта отдельно был вычислен двойной разностный параметр (формула 1):

$$\Delta I_y = (I_y \text{ пласта} - I_y \min) / (I_y \max - I_y \min) \quad (1)$$

Применение разностного параметра позволило исключить влияние индивидуальных особенностей радиометрической аппаратуры.

Для проведения количественной оценки глинистости пород по данным ГК использовалась зависимость (формула 2):

$$C_{гл.} = f(K \Delta I_y), \quad (2)$$

где: К–коэффициент, учитывающий содержание пелитовой фракции **(подраздел 2.1)**.

По исследуемым объектам N месторождения отсутствуют исследования керна по фракционному составу. Коэффициент принимался равным 0,7. Все определения величины С<sub>гл</sub> проводились по палетке Ларионова Вячеслава Васильевича. Расчет объемного содержания глинистого материала в породе – коэффициента объемной глинистости К<sub>гл</sub>., определялся по формуле (формула 3):

$$K_{\text{гл}} = C_{\text{гл}}(1 - K_{\text{п}}). \quad (3)$$

В скважинах, где отсутствует радиоактивный каротаж, коэффициент глинистости определялся по следующей формуле 4 **(подраздел 2.2)**:

$$K_{\text{гл}} = (1 - \alpha_{\text{ПС}}) * K_{\text{п}} / \alpha_{\text{ПС}}. \quad (4)$$

Определение удельного электрического сопротивления пород, или сокращенно УЭС, производилось по комплексу методов ГИС, включающим данные электротометрии такими как: боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковой каротаж (БК) и индукционный каротаж (ИК). Критерием возможности надежного определения  $\rho_{\text{п}}$  служит толщина пласта, его однородность и отсутствие экранирующих эффектов от влияния вмещающих пород.

Ввиду отсутствия в скважинах, пробуренных в период с 1958 по 1965 годы, ИК и БК, сопротивление пород оценивалось по градиент - зонду А2.0М0.5N, как наиболее оптимального для пластов, толщина которых изменяется от 1,0 м до 4,0 м **(подраздел 2.3)**.

Коэффициент пористости определялся по данным методов ПС (если отсутствовала запись НГК (нейтронный гамма - каротаж), НГК и по данным акустического каротажа (при наличии). Основой определения К<sub>п</sub> (коэффициент пористости) по данным кривой ПС служила корреляционная зависимость  $\alpha_{\text{ПС}} = f(K_{\text{п}})$ , которая была построена при обобщении кернового материала по этому району **(подраздел 2.4)**.

Определение коэффициента пористости по данным метода НГК производилось с использованием индивидуальной зависимости показаний метода  $I_{ny}$  от пористости, а именно по методу двух опорных пластов. Опорными пластами для верейско - мелекесских отложений являются плотные известняки башкирского возраста ( $I_{ny\max}$ ) и верейские глины ( $I_{ny\min}$ ). Определение относительного разностного параметра производилось согласно следующей формуле 5:

$$\Delta I_{ny} = (I_{ny \text{ пласта}} - I_{ny \min}) / (I_{ny \max} - I_{ny \min}), \quad (5)$$

где:  $I_{ny \text{ пласта}}$  – показания против изучаемого пласта,

$I_{ny \max}$  и  $I_{ny \min}$  – показания в опорных пластах с известным высоким и низким водородосодержанием.

Полученный выше описанным способом коэффициент пористости по данным нейтронного гамма каротажа определяет пористость чистого от примесей известняка. Для терригенных отложений верейско-мелекесского возраста, коллектора которых представлены песчаниками, учитывалась литологическая поправка  $\Delta K_{п \text{ песч.}}$ , величина которой была принята равной 3,2 %.

Получение значения коэффициента пористости с использованием данных полученных в ходе проведения акустического каротажа производится на основе уравнения среднего времени (формула 6):

$$K_{п}^{AK} = (\Delta T_{пл} - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}), \quad (6)$$

где:  $\Delta T_{пл}$ ,  $\Delta T_{ск}$ ,  $\Delta T_{ж}$  – интервальное время пробега продольной волны соответственно в пласте, в скелете и в жидкости, заполняющей пласт в промытой прискважинной зоне пласта.

Ввиду отсутствия индивидуальных петрофизических зависимостей (по причине недостаточного количества кернового материала) приняты усредненные значения интервального времени: 170мкс/м для  $\Delta T_{ск}$  песчаника, 580мкс/м – для  $\Delta T_{ж}$  жидкости, насыщающей поры в зоне проникновения.

Расчет коэффициентов газонасыщенности был произведен стандартным способом, основанным на петрофизических зависимостях относительного сопротивления ( $R_p$  - параметр пористости) от пористости ( $K_p$ ) типа «керна-керна», и коэффициента увеличения сопротивления ( $R_n$  - параметр насыщенности) от водонасыщенности ( $K_v$ ).

Определение газонасыщенности по ГИС проводилось по методу сопротивлений, который основан на зависимости удельного сопротивления пласта коллектора от содержания в нем воды (формула 7):

$$R_n = f(K_v) \text{ и } K_g = 1 - K_v, \quad (7)$$

где  $R_n$  - величина параметра насыщения,  $K_g$  - коэффициент газонасыщенности;

$K_v$  - коэффициент водонасыщенности.

При определении коэффициента газонасыщенности использовались те же функциональные зависимости, что и при подсчете запасов (формула 8):

$$R_p = 1 / K_p^{2.0} \text{ и } R_n = 1 / K_v^{2.1}. \quad (8)$$

Коэффициент газонасыщенности бобриковского горизонта был определён по коэффициенту увеличения сопротивления (параметру насыщения  $R_n$ ). Величина  $R_n$  принимается в виде отношения  $r_p/r_{vp}$ , где  $r_p$  и  $r_{vp}$  - удельное электрическое сопротивление пласта при данном насыщении и при 100% водонасыщении соответственно. Зависимость  $R_n=f(K_{ng})$ .

Величина параметра пористости ( $R_p$ ) определялась по зависимости  $R_p=f(K_p)$  (подраздел 2.5).

При определении количественной оценки начальной газонасыщенности продуктивных пластов за исходные величины принимались значения пористости, определенные по данным АК, ПС и удельные электрические сопротивления газонасыщенных коллекторов, определенные по БК, БЭЗ или ПЗ в зависимости от толщины эффективного пропластка и достоверности исходной информации.

По результатам обработки материалов ГИС по открытому стволу выделены интервалы газонасыщенных пластов толщиной 0,6-4,5м в

кровельной части песчаных коллекторов бобриковского горизонта в скв. 1, 16, 21.

Характер насыщения коллекторов определялся на основании анализа материалов ГИС, проведенных в скважинах N месторождения. Для разделения коллекторов на продуктивные и водонасыщенные использовалась методика разделения низкоомных коллекторов, разработанная в Саратовской Промыслово-Геофизической конторе, по величине параметра отношения сопротивлений (формула 9):

$$K = (R_{к пл.}^{AO=4.25}) / (R_{к гл.}^{AO=4.25}) \quad (9)$$

Где  $R_{к пл.}$  и  $R_{к гл.}$  – кажущиеся удельные сопротивления по диаграмме градиент – зондов с  $AO = 4.25$  м против данного пласта и опорной пачки глин в верейском горизонте. При  $K > 1$  коллектор продуктивен; при значении  $K < 1$  коллектор водонасыщен.

Эта методика служит подтверждением к данным опробования, по которым определялся ГВК в низкоомных полимиктовых отложениях. В остальных пластах ГВК определялся по данным комплекса ГИС и опробования **(подраздел 2.6)**.

**Раздел 3. Проведенные исследования и интерпретация полученных данных.** В интервале продуктивных пластов проводились следующие исследования.

Стандартный каротаж был проведён во всех скважинах по всему стволу в масштабе глубин 1:500. В качестве стандартных зондов применялись: подошвенный градиент – зонд А2,5М0,5N и потенциал – зонд N2,5М0,5А. Основной масштаб записи кривых КС – 5, 50, 500 Ом/см. Одновременно с этим производилась запись кривой потенциалов собственной поляризации (ПС), масштаб регистрации – 25 мВ/см. Качество диаграмм хорошее. Скорость записи – 1200-3200 м/час **(подраздел 3.1)**.

Проведенный комплекс промыслово-геофизических исследований вместе с данными полученными в ходе лабораторных исследований керна позволил решить основные задачи, такие как:



- провести литологическое расчленение разреза скважин;
- определить эффективную мощность коллекторов;
- оценить сопротивление пластов;
- определить коэффициенты пористости, газонасыщенности коллекторов
- оценить характер насыщения.

Петрофизические исследования на керне включали:

- определение открытой пористости;
- определение газопроницаемости в атмосферных условиях (АУ);
- определение потенциального коэффициента газонасыщенности.

Комплекс литологических исследований пород включал в себя:

- послойное макроскопическое описание керновых колонок с контрольным изучением отдельных образцов керна под биноклем.

Обращалось особое внимание на текстурные особенности пород, характер контактов между слоями с различной литологической характеристикой;

- литологическое изучение под биноклем образцов керна, на которых производилось определение фильтрационно-емкостных свойств (**подраздел 3.2**).

В ходе интерпретации полученных данных, используя вышеописанные методики, были получены следующие значения по продуктивным пластам.

Залежь газа верейского горизонта пласта С<sub>2</sub>vr-II. Эффективная газонасыщенная толщина по скважинам изменяется от 0,9 до 3,6 м, средняя по залежи составляет 2,2 м. Пористость составляет – 20 %, газонасыщенность – 70 %. Положение газоводяного контакта (ГВК) по залежи верейского горизонта С<sub>2</sub>vr-II принят на абсолютной отметке -1158 м. Тип залежи пластовый сводовый. Размеры залежи 3,7 x 2,4 км, высота – 18 м.

Залежь газа верейского горизонта пласта С<sub>2</sub>vr-IV является пластовой сводовой и имеет размеры 3,0 x 1,4 км с высотой – 14,2 м. Эффективная газонасыщенная толщина по скважинам претерпевает изменения от 1,8 до 6,2 м, средняя по залежи составляет 3,65 м. Значения пористости составляет – 21 %, газонасыщенность – 61 %.

Положение газоводяного контакта (ГВК) по залежи установлен, как при опробовании, так и по данным ГИС на а.о. -1168,6 м.

Залежь газа бобриковского горизонта пласта С1bb

В бобриковском горизонте выделяются два песчаных пропластка, из которых нижний полностью обводнен, а к верхнему в сводовой части приурочена газоконденсатная залежь.

Положение ГВК для залежи был принят по данным ГИС по подошве газонасыщенного коллектора в скважине №21 – на абсолютной отметке - 1709,7 м, данная абсолютная отметка не противоречит результатам полученным в ходе проведения опробования в эксплуатационной колонне и исследованиям керна по скважине №1.

Залежь продуктивного пласта С1bb – пластовая, сводовая, по фазовому состоянию – газоконденсатная. Размеры залежи в пределах ГВК составили 2,1×1,1 км, высота залежи – 11 м.

Значение эффективных толщин по скважинам изменяется в диапазоне от 1,2 до 5,7 м, среднее значение – 3,2 м.

Коллектор представлен единой пачкой, коэффициент расчлененности равен 1 д. ед., коэффициент песчанистости - 1 д. ед..

В процессе проведения и обработки выше изложенного комплекса геофизических исследований результаты предоставляются в виде каротажной диаграммы. На которых, применяя выше описанные методики мы выделяем продуктивные пласты и предоставляем остальные определенные данные.

Для создания корреляционной схемы аналогично были рассмотрены каротажные диаграммы по скважине №20. А так же отделен необходимый для корреляционной схемы интервал. По каротажным диаграммам была построена схема корреляции масштабом горизонтальным 1:5000 и вертикальным 1:200 по ряду скважин с простиранием с северо-запада на юго-восток с выделением продуктивных пластов, обозначением характера их насыщения и зоны ГВК (**подраздел 3.3**) [4].

#### **Раздел 4. Современные методы добычи на газовых месторождениях.**

Исходя из выше представленных данных месторождение N можно рассмотреть, как перспективное для эксплуатации бобриковского горизонта с добычей газоконденсата.

**Заключение.** В ходе выполнения ВКР была изучена геолого-геофизическая характеристика месторождения N. Описанная теоретическая основа интерпретации данных ГИС. Определены нижние границы коллекторских свойств изучаемых отложений. Для пород нижнего и среднего карбона они принимают следующие значения:

коэффициент проницаемости  $K_{пр}$  составил 0,1мД;

коэффициент пористости  $K_{п}$  составил 12%;

коэффициент газонасыщенности  $K_{г}$  составил 30%.

Был определён характер насыщения выделенных продуктивных пластов коллекторов. Таким образом пласт верейского горизонта  $C_{2vr-II}$  газонасыщенный, а пласт бобриковского горизонта  $C_{1bb}$  газоконденсатный.

Полученная информация соотносится с данными по керну и опробования.

Были выделены зоны ГВК и прокорелированы по скважинам №18,11,9,10,7,14,4,21 для верейского горизонта и №20,16,1 для бобриковского горизонта. По абсолютной отметке положение ГВК для верейского горизонта был принят 1158м, а для бобриковского горизонта 1709.1м.

Полученная в ходе проведения работы информация в купе и с историей разработки месторождения и общей наблюдающейся тенденцией повторного использования ранее выработанных месторождений на территории Саратовского Поволжья, позволяет нам определить месторождение N, как перспективное для проведения повторной эксплуатации месторождения.

### **Список использованных источников:**

1. Базив В.Ф. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. / Базив В.Ф. - Москва «Экспертнефтегаз», 2002 – 5с.
2. Шебалдин В.П. Тектоника Саратовской области. / Шебалдин В.П. - Саратов ОАО «Саратовнефтегеофизика», 2008 – 40с.
3. Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации (МГС). Скважины нефтяные и газовые, геофизические исследования и работы в скважинах, общие требования. / МГС - Москва Стандартиформ, 2014 – 6с.
4. Инструкция о содержании, оформлении и порядке предоставления в ГКЗ СССР материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. / Москва 1980 – 58с.