

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

Кафедра геофизики

**«ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ДОРАЗВЕДКИ ЛУГОВОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ (КРАСНОАРМЕЙСКИЙ РАЙОН САРАТОВСКОЙ
ОБЛАСТИ)»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
геологического ф-та
Кондратьева Анатолия Юрьевича

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 2022

Введение. Поиск, разведка и рациональная разработка нефтегазовых месторождений связаны с изучением физических и коллекторских свойств вмещающих пород и содержащихся в них флюидов. Для эксплуатации выявленных залежей необходимо оценить запасы нефти и газа, для чего в первую очередь необходимо знать пористость, проницаемость, нефте-газо-насыщенность и тип пустотного пространства породы-коллектора.

Объектом настоящего исследования является скв.№1 Луговской площади, в которой испытаниями в колонне доказана нефте-газоносность карбонатных коллекторов евлано-ливенских отложений.

Целью работы является уточнение и детализация литолого-петрофизических свойств вышеуказанных пород и уточнение некоторых подсчетных параметров Лугового нефтяного месторождения.

Для достижения этой цели поставлены следующие задачи:

- изучить геологическое строение Лугового месторождения;
- выполнить комплексную интерпретацию результатов ГИС;
- провести лабораторные исследования керн продуктивных отложений;
- по данным совместной интерпретации ГИС и результатов анализа керн выполнить типизацию коллекторов в исследуемых отложениях.

Работа выполнена на 51 страницах машинописного текста, состоит из введения, 3 разделов (раздел1-« Геолого-геофизической характеристики территории исследований»,раздел 2« Методика исследований»,раздел 3-« Результаты исследований»), заключения, содержит 5 рисунков, 4 таблицы, 2 приложения, список литературных источников содержит 7 наименований.

Основное содержание работы. Первый раздел состоит из трех подразделов, в них дан подробный анализ « Геолого-геофизической характеристики территории исследований».

В подразделе 1.1 « Административное и географическое положение Лугового месторождения» рассмотрено положение исследуемого месторождения. Луговое нефтегазоконденсатное месторождение, открытое в 2009 г, расположено в Красноармейском районе Саратовской области в пределах Каменского

лицензионного участка, как показано на рисунке 1. Районный центр Красноармейск расположен в 20 км от месторождения. Ближайшие населенные пункты – с.Луговое и п. Елшанка. Район характеризуется развитой инфраструктурой. Вблизи от месторождения проходят железнодорожная ветка, шоссейная дорога, линия электропередач, нефтепровод. На территории участка располагаются исключенные из лицензии нефтяные и газовые месторождения - разрабатываемое Иловлинское НГК, разведываемое Разинское ГН, законсервированные Гвардейское и Западно-Иловлинское. Каменный лицензионный участок расположен в северной части Приволжской возвышенности, в южной части Саратовского Правобережья р. Волги, характеризуется расчлененным рельефом дневной поверхности, развитием овражно-балочной сети. Абсолютные отметки рельефа колеблются от +40 м до +260 м на водоразделах.. Подготовка структуры началась в 2006 г. Полевые работы, обработка и интерпретация сейсмических материалов выполнена сейсмопартией № 6, ГПМО ЗАОр НП «Заприкаспийгеофизика» в 2007 г . По результатам работ был подготовлен паспорт на Луговую структуру . Согласно проведенным исследованиям, Луговая структура по евлановско-ливенским отложениям верхнего девона представляет собой протяженную субмеридиональную рифовую гряду с несколькими вершинами. 27.10.2007 г в пределах северной вершины Лугового поднятия была заложена поисково-оценочная скв. 1. Проектная глубина скв. 4300 м, проектный горизонт - бийские отложения. Скважина закончена бурением 23.12.2008 г. Фактическая глубина скв.1- 3880 м, вскрытый горизонт - тиманские и пашийские отложения.

Испытание скважины в колонне проводилось в период с 18.05.2009 г до 30.07.2009 г. В результате испытания открыто многопластовое нефтегазоконденсатное месторождение. Доказана нефтеносность евлановско-ливенских карбонатных отложений верхнего девона (I объект), газоносность кизеловско-черепетских карбонатных отложений нижнего карбона (III объект) и газоносность бобриковских терригенных отложений нижнего карбона (IV объект). В 2010 г с учетом данных бурения скв.1 были откорректированы

сейсмические построения по целевым отражающим горизонтам .

По результатам бурения скв.1 Луговая и сейсмическим построениям 2010 г обоснованы подсчетные параметры и выполнен оперативный подсчет запасов нефти, газа и конденсата Лугового месторождения, представленный в данной работе.

В подразделе 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза» изучен сводный литолого стратиграфическом разрез, на нем видно что в рассматриваемом районе осадочные отложения, представленные девонской, каменноугольной, юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной системами, которые несогласно залегают на породах кристаллического фундамента архейско-протерозойского возраста. В подразделе 1.3 «Тектоника» рассмотрена схема тектонического райнирования. территория Каменского лицензионного участка, в пределах которого открыто Луговое месторождение, приурочена к зоне сочленения Каменско-Золотовской зоны поднятий и Уметово-Линевской впадины. Эти структурные элементы II порядка входят в состав Рязано-Саратовского прогиба, который разделяет Воронежскую и Волго-Уральскую антеклизы. Рязано-Саратовский прогиб сформировался как палеозойская структура, унаследовано развивавшаяся над Пачелмским авлакогеном, где в додевонское время формировалась система узких горстов, грабенов, ступеней, главным образом, северо-западного простирания.

Каменско-Золотовская зона поднятий осложнена серией локальных поднятий. Кроме Лугового поднятия здесь выделены Нижне-Белогорская, Ново-Белогорская, Южно-Белогорская и др. структуры, которые образуют атоллообразное поднятие размером 7,5х11км. На севере и западе эта зона граничит с а Иловлинско-Родниковской дислокацией, на юге и востоке – с Уметовской депрессией, на северо-востоке – с Волжским прогибом.

Уметово-Линевская депрессия в позднем девоне представляла собой некомпенсированный прогиб, обрамленный краевыми барьерно-рифовыми зонами, сложенными в основном породами евлановского и ливенского горизонтов. Прогиб компенсирован глинисто-мергелевскими образованиями

уметовской толщи.

Подраздел 1.4 «Нефтегазоносность» рассмотрены перспективы нефтегазоносности Каменного участка которые связаны с широким стратиграфическим диапазоном. Запасы нефти и газа промышленных категорий и нефтегазопроявления на месторождениях и поисковых площадях участка и прилегающей территории установлены от верхнепермских до эйфельских отложений. Основные промышленные залежи УВ связаны с породами среднего и нижнего отделов каменноугольной системы, а также верхнего и среднего отделов девона. Евлановско-ливенский пласт является продуктивным. Продуктивность пласта доказана испытанием скв.1 Луговая - в интервале: 3119-3126 м, 3106-3117 м, 3099-3105 м на штуцере Ø12,7 мм получен приток нефти дебитом 400,9 м³/сут и газа дебитом 34 тыс.м³/сут. Глубина залегания пласта 3088 -3410м, толщина 322м. Пласт сложен карбонатными породами. Покрышкой являются глинисто-карбонатные отложения елецко-задонского возраста. Продуктивность связана с прикровельной частью отложений, кровля коллекторов вскрыта на глубине 3088,2 м. Керном из скв. 1 Луговая охарактеризованы два интервала. Известняки нижнего интервала (3153-3157.8м) коричневато-серые органогенные сферково-водорослевые со прослоями оолитовых известняков. Оолитовые известняки коричневато-серые крепкие, нечетко слоистые, послойно выщелоченные. Форменные компоненты представлены, в основном, оолитами, иногда онколитами и сферками. Оолиты полные, с несколькими четкими концентрическими оболочками, размером от 0,5-1 иногда до 1,5мм. Онколиты представляют собой более крупные образования (желвачки), размером до 6мм., сложенные микритом. Цементированы форменные компоненты спаритом по контактово-поровому типу. Общее содержание форменных компонентов достигает 80-90%. Слоистость оолитовых известняков определяется послойным преобладанием форменных компонентов определенного размера. Оолитовые известняки неравномерно послойно интенсивно выщелочены. Пустоты многочисленные разноразмерные от 0,1-0,5 до 1-2мм. Породы по всему интервалу достаточно сильно разбиты трещинами. Известняки верхнего интервала (3104,4-

3110м) водорослевого генезиса коричневато-светло-серые, среди которых присутствуют строматолитовые разности, переслаивающиеся с пелоидными известняками. Относительно равномерно в отложениях развиты многочисленные первичные пустоты лапчатой формы (со средним размером 3х2,5см) и щелевидной формы (с видимым размером 0,5х9см) и многочисленные открытые первичные, достаточно крупные каверны размером от 1-2 до 7-10мм. Породы интенсивно трещиноватые. Трещины вертикальные и крутонаклонные, взаимопересекающиеся и параллельные, от коротких (2-3см) до протяженных (10 см и более). Пористость известняков по результатам анализа 15 образцов керна Лугового месторождения варьирует от 1,4 до 10,4м³/сут, среднее значение 4,2, проницаемость по 2 образцам – от 0,9 до 2,38 мд, среднее значение 1,1мд. По данным керна расположенного рядом Памятно-Сасовского месторождения коллекторами евлановско-ливенских отложений являются катагенетически измененные карбонатные породы, смешанного, преимущественно порово-трещинно-кавернового типа. Преобладающая роль в формировании пустотного пространства коллекторов принадлежит кавернам (пустотам выщелачивания), различающимся по конфигурации, размерам и распределению в объеме образца. Аналогично модели Памятно-Сасовского месторождения принята дифференциация коллекторов евлановско-ливенского горизонта по общей емкости пустотного пространства и соотношению пустот различной морфологии и размерности. (каверново-порово-трещинного ($K_p < 4\%$) и порово-каверново-трещинного ($K_p > 4\%$) типов). По данным ГИС общая нефтенасыщенная толщина 68,2 м, эффективная толщина коллекторов порово-каверново-трещинного типа - 36,6 м, каверново-порово-трещинного- типа - 29,8 м, общая доля коллекторов - 97 %, коллекторов порово-каверново-трещинного типа 53,7%, каверново-порово-трещинного типа – 43,7%. Коэффициент пористости для коллекторов порово-каверново-трещинного типа варьирует от 4,1 до 15,2%, средневзвешанная величина 6,47%; для коллекторов каверново-порово-трещинного – от 1,53 до 4%, средневзвешанная величина – 3,10%.

Раздел 2 « Методика исследований» включает в себя 4 подраздела. В

подразделе 2.1 «Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин» проведена комплексная интерпретация данных ГИС. Выделение коллекторов, оценка их характера насыщенности и ФЕС основаны на использовании результатов обработки комплекса ГИС. Обработка и интерпретация геофизических данных производилась в системе «Solver», в которой предусмотрена реализация поточечной и попластовой технологии обработки данных ГИС. На первом этапе обработки данных ГИС определялись следующие геофизические характеристики: интервальное время пробега продольной волны $-(\Delta T)$, $\Delta J_{ГК}$ – относительный разностный параметр ГК, показания нейтронного каротажа ($J_{нк}$), удельное электрическое сопротивление пласта (ρ_p), объемной плотность пород (σ) – по данным ГГК-П. В качестве опорного пласта с минимальными показаниями нейтронного метода ($J_{n.min}$) использовались размытые глины алексинско-тульского горизонта со значениями нейтронной пористости $K_{п.n} = 40\%$. В качестве второго опорного пласта использовались известняки кизеловско-черепетского горизонта с максимальными показаниями $J_{n.max}$ и $K_{п.n} = 1\%$. Определение двойного разностного параметра ГК ($\Delta J_{ГК}$), характеризующего глинистость пород, проводилось по методике двух опорных пластов по формуле(1):

$$\Delta J_{ГК} = (J_{ГК} - J_{ГКmin}) / (J_{ГКmax} - J_{ГКmin}) \quad (1)$$

В качестве опорных для продуктивных пластов выбирались глины с максимальными показаниями гамма метода $J_{ГКmax}$ в интервале верейского горизонта и показания против плотных пластов с минимальными показаниями ГК. Удельное электрическое сопротивление пласта (ρ_p) определялось с использованием системы «Solver», которая позволяет оценить качество исследований электрическими методами и определить ρ_p пласта по комплексу методов ЭК (БК, ИК).

В подразделе «2.1.1 Выделение коллекторов, определение эффективных толщин» литологическое расчленение разреза производилось по всему имеющемуся комплексу геофизических методов. Глинистые породы по данным ГИС характеризуются: максимальными показаниями естественной

радиоактивности (ГК) и акустического метода (АК), минимальными значениями удельного электрического сопротивления (ρ_p), минимальными показаниями нейтронных методов (НК), номинальным или увеличенным диаметром скважин. Плотные породы характеризуются: максимальными значения ρ_p и НК, минимальными показаниями АК и ГК, номинальный диаметр скважины.

Выделение коллекторов в терригенных отложениях бобриковского горизонта и карбонатных отложениях кизеловского горизонта проводилось по прямым качественным признакам проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт, приводящему к:

- положительным приращениям по кривым микрозондирования;
- уменьшению диаметра скважины (d_c) по сравнению с номинальным (d_n);
- наличию радиального градиента сопротивлений по данным зондов с разной глубиной исследований (наиболее достоверно коллекторы выделяются по уменьшению показаний БМК по сравнению с БК в интервалах, где $d_c \leq d_{cn}$).

При выделении коллекторов евлановско-ливенского горизонта использовалась модель Памятно-Сасовского месторождения, прошедшего в 2006 году экспертизу ГКЗ. Для обоснования выделения коллекторов в разрезах Памятно-Сасовского месторождения использовался индикаторный метод по радону (ИМР).

Результаты выполненных в 10 скважинах Памятно-Сасовского месторождения исследований ИМР (в 1996г-2005г.) подтвердили сделанный ранее вывод об отсутствии в продуктивной части разреза пластов-неколлекторов. После воздействия радоном на пласты по всему исследуемому разрезу, практически во всех скважинах, на кривой ГК отмечались приращения по сравнению с фоновым замером. Наличие коллекторов во всем продуктивном интервале разреза евлановско-ливенского горизонта Памятно-Сасовского месторождения подтверждено опробованиями в процессе бурения методом испытания пластов на трубах (ИПТ). Основным результатом опробований явилось отсутствие бесприточных интервалов. В скважине 105 Сас, в пластах с низкими коллекторскими свойствами ($K_p = 1.5-4.2 \%$), в процессе проведения

опробования (ИПТ) получен приток нефти дебитом 4.1 мЗ/сут.

Подраздел «2.1.2 Определение коэффициента пористости» определяем коэффициент пористости, для определения которого использовали показания акустического (АК) и радиоактивных (РК) методов.

Согласно методическим рекомендациям по подсчету запасов нефти и газа для определения литотипа и пористости полиминеральных карбонатных коллекторов необходимо наличие данных трех методов ГИС: ГГК-П, НГК, АК. Общая пористость карбонатной породы полиминерального состава определяется по системе линейных уравнений (2-6):

$$\sigma = \sigma_{\text{изв.}} \cdot V_{\text{изв.}} + \sigma_{\text{дол.}} \cdot V_{\text{дол.}} + \sigma_{\text{анг.}} \cdot V_{\text{анг.}} + \sigma_{\text{гл.}} \cdot V_{\text{гл.}} + \sigma_{\text{в.}} \cdot K_{\text{п}} \quad (2)$$

$$W = W_{\text{изв.}} \cdot V_{\text{изв.}} + W_{\text{дол.}} \cdot V_{\text{дол.}} + W_{\text{анг.}} \cdot V_{\text{анг.}} + W_{\text{гл.}} \cdot V_{\text{гл.}} + W_{\text{в.}} \cdot K_{\text{п}} \quad (3)$$

$$\Delta t = \Delta t_{\text{изв.}} \cdot V_{\text{изв.}} + \Delta t_{\text{дол.}} \cdot V_{\text{дол.}} + \Delta t_{\text{анг.}} \cdot V_{\text{анг.}} + \Delta t_{\text{гл.}} \cdot V_{\text{гл.}} + \Delta t_{\text{в.}} \cdot K_{\text{п}} \quad (4)$$

$$J_{\text{у}} = J_{\text{у изв.}} \cdot V_{\text{изв.}} + J_{\text{у дол.}} \cdot V_{\text{дол.}} + J_{\text{у анг.}} \cdot V_{\text{анг.}} + J_{\text{у гл.}} \cdot V_{\text{гл.}} + J_{\text{у в.}} \cdot K_{\text{п}} \quad (5)$$

$$1 = V_{\text{изв.}} + V_{\text{дол.}} + V_{\text{анг.}} + V_{\text{гл.}} + K_{\text{п}} \quad (6)$$

где: $\sigma, W, \Delta t, J_{\text{у}}$ – измеренные значения объемной плотности, водородосодержания, интервального времени, естественной радиоактивности, а индексы изв, дол, анг, гл, в соответствуют известняку, доломиту, ангидриту, глине и воде. Определение водородосодержания данным НК проводились по методике двух опорных пластов. Первым опорным пластом служили плотные известняки, вторым опорным пластом - интервалы размытых глин. Опорные интервалы, использованные для определения двойного разностного параметра ГК и стандартизации показаний. Влияние глинистости на величину пористости по данным НК учитывалось по формуле (7):

$$K_{\text{пнк}} = W_{\text{нк}} - K_{\text{гл}} \cdot W_{\text{гл}} \quad (7)$$

где: $K_{\text{пнк}}$ – пористость по НК, исправленная за глинистость,

$W_{\text{нк}}$ – водородосодержание по НК,

$W_{\text{гл}}$ – водородосодержание глин (для данного региона принято равным =0.25).

Коэффициент пористости по данным АК ($K_{\text{п.АК}}$) определялся по уравнению среднего времени по формуле (8):

$$K_{п.АК} = (\Delta t - \Delta t_{ск}) / (\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}) - \Delta K_{п} \quad (8)$$

где: $\Delta t_{ск} = 155 \text{ мкс/м}$ — интервальное время в скелете породы, представленной известняком.

$\Delta t_{ск} = 165 \text{ мкс/м}$ — интервальное время в скелете породы, представленной песчаником;

$\Delta t_{ж} = 590 \text{ мкс/м}$ - интервальное время в жидкости.

$\Delta K_{п}$ - поправка за глинистость в величину пористости, определенную по данным АК по формуле (8).

$$\Delta K_{п} = K_{гл} * (\Delta t_{гл} - \Delta t_{ск}) / (\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}) \quad (8)$$

Содержание глинистой фракции принято равным 0.9 по аналогии с и Куликовским и Михайловским месторождениями.

В подразделе 2.1.3 «Определение коэффициента газонефтенасыщенности коллекторов» оп В связи с недостаточным количеством керновых исследований, для определения нефтегазонасыщенности были использованы петрофизические зависимости для одновозрастных отложений по Куликовскому (C_1V_1bb , C_1t_2kz) и Памятно-Сасовскому месторождениям (D_3f_3ev-lv), прошедшим экспертизу ГКЗ.

Евлановско-ливенский горизонт:

$R_{п} = 1.1 / K_{п}^{1.96}$ для каверново-порово-трещинных коллекторов

$R_{п} = 1.01 / K_{п}^{2.35}$ для порово-каверново-трещинных коллекторов

$$\lg R_{п} = 0.27 * 10^{(1.8 / (\lg(K_{в} + 3)) - 1)}$$

Разделение продуктивных коллекторов евлановско-ливенского горизонтов на каверново-порово-трещинные и порово-каверново-трещинные подтипы проведено аналогично модели Памятно-Сасовского месторождения:

каверново-порово-трещинный $K_{п} < 4\%$;

порово-каверново-трещинный $K_{п} > 4\%$.

В раздел 3 « Результаты исследований» показаны результаты исследований. Евлановско-ливенские отложения по данным описания керна, отобранного из интервалов 3104.4-3110м и 3153-3157.8м Лугового месторождения, представлены известняками светло-серыми, серыми, средне микрористаллическими, плотными, сильно трещиноватыми, кавернозными.

Трещиноватость преимущественно вертикальная. Часто встречаются каверны диаметром 1-8 мм, заполненные вторичным кальцитом и доломитом от серого, коричневого до черного цвета. По данным керна расположенного рядом Памятно-Сасовского месторождения коллекторами евлановско-ливенских отложений являются катагенетически измененные карбонатные породы, смешанного, преимущественно порово-трещинно-кавернового типа. Преобладающая роль в формировании пустотного пространства коллекторов принадлежит кавернам (пустотам выщелачивания), различающимся по конфигурации, размерам и распределению в объеме образца. По данным капилляриметрических исследований, выполненным во ВНИГНИ, вклад каверн с радиусом пор более 10 мкм в общей емкости коллектора не постоянен и зависит от величины его пористости. Максимальный вклад пустот этого типа наблюдается для высокопористых коллекторов ($K_n > 10\%$), где на их долю приходится около 70 % всех пустот (ВНИГНИ, 1998г). Для коллекторов с пористостью менее 5-6 % роль высокоемких пустот больших размеров снижается и возрастает вклад в общей емкости пустот поровой размерности (менее 1 мкм). Установлено, что в зависимости от пористости пород соответственно изменяется и соотношение объема пор тех или иных размеров, что определяет уровень неснижаемой водонасыщенности коллектора, а также характер и степень извлечения нефти при разработке месторождения. Промышленная продуктивность Лугового месторождения связана с карбонатными отложениями кизеловского ($C_{12}kz$) и евлановско-ливенского горизонтов ($D_{3f3ev-lv}$). Проходка с отбором керна в отложениях кизеловского и евлановско-ливенского горизонтов в скв. № 1 составила 20.4 м., линейный вынос керна составил 18.6 м или, 91.2%. Из продуктивных интервалов разреза отбор керна был проведен только из отложений евлановско-ливенского горизонта. Евлановско-ливенские отложения по данным описания керна, отобранного из интервалов 3104.4-3110 м и 3153-3157.8 м представлены известняками светло-серыми, серыми, средне микрокристаллическими, плотными, сильно трещиноватыми, кавернозными.

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) отложений евлановско-

ливенского горизонта изучены на 15 образцах керна. Диапазон изменения фильтрационно-емкостных свойств по данным керна составляет:

- по величине коэффициента пористости от 1.4% до 10.4 %, среднее значение $K_{п}=4.2\%$;

- по величине коэффициента проницаемости (2 образца) от 90 мД до 2.38 мД, среднее значение коэффициента проницаемости коллекторов по данным керна составляет $K_{пр}= 1.1$ мД.

Остаточная водонасыщенность на образцах керна не определялась, проведено только определение водоудерживающей способности на 7 образцах керна.

Заключение. В результате выполненных работ получено следующее:

- промышленная продуктивность Лугового месторождения связана с карбонатными отложениями евлано-ливенского возраста;

- диапазон изменения фильтрационно-емкостных свойств по керну варьирует от 1.4% до 10% при среднем значении $K_{п}^{ср}= 4.2\%$;

- по величине проницаемости средние значения $K_{пр}$ изменяются от 90 мД до 2.38 мД, при среднем значении $K_{пр}^{ср} = 1.1$ мД;

- выполнена типизация структур пустотного пространства пород-коллекторов евлано-ливенского горизонта. При этом выделены трещинно-порово-каверновые и порово-каверновые коллекторы;

- разделение коллекторов на группы по величине пористости полностью совпадает с разделением по зависимости $\Delta t= f(K_{п})$;

- трещинно-порово-каверновый и порово-каверновый коллектор имеющие большую пористость (более 4.4%) расположены в основном в водонасыщенной части разреза скважины.

