

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

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

**Геологическое обоснование доразведки Лапинского месторождения**

(Самарская область)

**АВТОРЕФЕРАТ**

студента 6 курса, 611 группы заочной формы обучения  
геологического факультета  
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»  
специализация «Геология нефти и газа»  
Фролова Павла Алексеевича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент

А.Н. Рахторин

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2021

## **Введение**

В настоящее время нехватка новых месторождений в таком старейшем центре (районе) нефтедобывающей промышленности России, как Самарская область с каждым годом приобретает всё более острый характер. В силу высокой степени разведанности (изученности) её основных площадей концентрации наиболее крупных месторождений, топливно-энергетическому комплексу становится проблематично поддерживать баланс между падающей добычей нефти, растущим спросом на её потребление и одновременно слабым воспроизводством минерально-сырьевой базы для местной добывающей отрасли. Основной же прирост запасов происходит за счёт доразведки средних и мелких месторождений. Одним из таких объектов изучения в дипломной работе, где возможен прирост запасов промышленных категорий, является Лапинское месторождение входящее в состав Булатовского лицензионного участка.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки залежей пластов Дл заволжского надгоризонта и В1 турнейского Лапинского месторождения.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

1. Сбор геолого-геофизического материала, характеризующего геологическое строение и нефтеносность Лапинского месторождения;
2. Выполнить анализ собранного материала литолого-стратиграфического и тектонического строения осадочного чехла района исследований, с целью оценки степени изученности залежей Дл, В1 и А4;
3. Дать рекомендации по доразведке этих залежей на Лапинском месторождении.

Дипломная работа состоит из 4 глав, введения, заключения и содержит 47 страницы текста, 2 рисунков и 5 графических приложений. Список использованных источников включает 12 наименований.

## Основное содержание работы

Северо-западная часть Самарской области хорошо изучена различными видами геолого-геофизических исследований. Грави-, магнито-, электрометрические работы применялись для решения рекогносцировочных и региональных задач, в качестве поисковых методов использовались структурное бурение, сейсморазведка МОВ и МОГТ, поисково-разведочное бурение.

В пределах Булатовского лицензионного участка сейсморазведочные работы МОГТ проводились с начала 80-х годов. В результате был закартирован и подготовлен к поисковому бурению ряд поднятий. Лапинское поднятие было подготовлено к поисковому бурению сейсмопартией №2/88 (Дегтяревская площадь). В 1991-92 гг. были пробурены поисковые скважины №207 на северном куполе, №208 - на южном, вскрывшие отложения турнейского яруса. В скважине №208 небольшой приток нефти получен из пласта А<sub>4</sub> башкирского яруса и пласта А<sub>3</sub>. В скважине №207 небольшой приток получен из интервала пласта В<sub>1</sub> из остальных - притоки пластовой воды.

В 2005-2006 гг. на Булатовском участке проведена сейсморазведка МОГТ3D. Во временном сейсмическом поле уверенно прослеживаются основные регионально выдержанные отражения в перми, карбоне и девоне.

В 2007г. проведена обработка материалов детальных и детализационных сейсморазведочных работ МОГТ-2D, 3D, в результате которой представление о структурном плане рассматриваемой территории существенно изменилось.

К настоящему времени на Лапинском месторождении, пробурена одна поисковая скважина №5, подтвердившая его промышленную продуктивность.

Стратиграфический разрез месторождения изучен по данным поисковой скважины №5, которая вскрыла всю осадочную толщу палеозоя до кристаллического фундамента, а также привлечены данные по соседним площадям.

В разрезе осадочной толщи выделяются породы палеозойской и кайнозойской эратем, залегающих на кристаллических породах фундамента и

коры выветривания архейского возраста.

Архейская акротема представлена породами кристаллического фундамента.

Палеозойская эратема представлена отложениями девонской системы, которая включает средний и верхний отделы; каменноугольной системы которая представлена нижним, средним и верхним отделами; а также пермской системы, которая включает приуральский, биармийский и татарский отделы. Палеозойские отложения преимущественно карбонатные.

Кайнозойская эратема представлена отложениями неогеновой и четвертичной систем. Кайнозойская эратема сложена песчано-глинистыми отложениями.

Общая мощность разреза около 2425 метров.

Мощный осадочный чехол Лапинского месторождения представлен как карбонатными, так и терригенными комплексами, есть перерывы в осадконакоплении. По условиям образования осадки морские и прибрежно морские, в верхнедевонское, ниже- и среднекаменноугольное время были благоприятные условия для формирования коллекторов и флюидоупоров.

В тектоническом отношении Лапинское месторождение приурочено к Серноводско-Абдулинскому прогибу Волго-Уральской антеклизы.

В региональном тектоническом плане Булатовский лицензионный участок приурочен к юго-восточному борту Мелекесской впадины, который на юг-юго-востоке граничит с Сокской седловиной. Поверхность кристаллического фундамента в данном районе осложнена глубинными разломами широтного и субширотного простирания, связанными, по-видимому, с формированием Серноводского грабена.

Тектонические нарушения, связанные с формированием западной бортовой зоны Волго-Сокской палеовпадины, контролируют прогнозируемые Краснореченский, Полтавский и Челновершинский девонские грабенообразные прогибы [1].

Лапинская горстовая положительная структура простирается с северо-запада на юго-восток. Ее размеры по отражающему горизонты "Т", сопоставляемого с кровлей турнейского яруса, в контуре изогипсы минус 1540 м - 2,7 км x 1,3 км, амплитуда в районе скв. №5 больше 80 м, а юго-восточный свод структуры имеет амплитуду около 50 м.

Структурный план ОГ "В" (кровля башкирского яруса среднего карбона) повторяет структурный план по нижележащим горизонтам. Лапинская структура оконтурена изогипсой -1070м, как показано на приложении В. Размеры - 2,4 x 0,9 км, амплитуда в районе скв. №5 около 30 м.

Лапинское месторождение унаследованно развивалась в девонское и каменноугольное время. Каждой структуре соответствует выступ фундамента, определяющий положение их сводовой части по основным маркирующим горизонтам палеозоя. Эти поднятия можно считать перспективными в нефтегазоносном отношении.

В нефтегазоносном отношении Лапинское месторождение расположено в Кошкинском нефтегазоносном районе Мелекесской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [2].

На Лапинском месторождении промышленные притоки нефти в эксплуатационной колонне получены из пластов В<sub>1</sub> турнейского яруса и Дл заволжского надгоризонта; по данным ГИС, керна и результатам ИПТ выявлена залежь нефти в отложениях башкирского яруса - пласт А<sub>4</sub>.

Пласт А<sub>4</sub> расположен в верхней части башкирского яруса. Пласт сложен известняками буровато-серыми и серыми, мелкокристаллическими. Покрышкой пласта служат верейские отложения, представленные чередованием черных аргиллитов и весьма плотных известняков с тонкими прослоями аргиллитов.

Нефтенасыщение пласта А<sub>4</sub> башкирского яруса было отмечено по комплексу ГИС, данным керна и подтверждено результатами опробования при помощи ИПТ.

Общая эффективная толщина пласта, вскрытая скважиной составляет 9,1

м, нефтенасыщенная -4,8 м.

Физико-химические свойства нефти и газа определялись по результатам исследований одной поверхностной пробы нефти, отобранной из интервала 1236-1248 м при опробовании с помощью ИПТ. Определено содержание серы - 3,04%, парафина - 5,95%, смол силикагелевых - 10,65%, асфальтенов - 5,65%, ванадия - 0,0112%. Удельный вес нефти при 20°C - 0,916 г/см<sup>3</sup>, динамическая вязкость - 267 мПа с.

Водонефтяной контакт в скважине не вскрыт; подошва нефтенасыщенного коллектора вскрыта на абс. отметке минус 1118,7 м.

Залежь нефти пласта А<sub>4</sub> массивного типа. Ее размеры в пределах контура нефтеносности составляют 0,7х0,5 км, вскрытая высота залежи 12,4 м. Коэффициент эффективности (песчанистости) равен 0,37, расчленённости - 5.

Пласт В<sub>1</sub> расположен в верхней части турнейского яруса. Пласт сложен известняками темно-серыми, органогенно-детритовыми, средне-мелкокристаллическими. Покрышкой пласта служит пачка весьма плотных массивных известняков в кровле турнейского яруса.

Нефтенасыщение пласта В<sub>1</sub> турнейского яруса было отмечено по комплексу ГИС, данным керна и подтверждено результатами освоения скважины в колонне.

Общая эффективная толщина пласта, вскрытая скважиной, составляет 28,3 м, нефтенасыщенная - 28,3 м.

Физико-химические свойства нефти и газа определялись по результатам исследований одной поверхностной и одной глубинной проб нефти, отобранных из скв.5. По поверхностной пробе определено содержание серы - 3,44%, парафина - 15,9%, смол силикагелевых - 11,4%, асфальтенов - 1,26%, ванадия - 0,0042%.

Пласт Дл расположен в верхней части заволжского надгоризонта фаменского яруса. Пласт сложен известняками темно-серыми, коричневатосерыми, органогенно-обломочными, трещиноватыми.

Нефтенасыщение пласта Дл заволжского надгоризонта было отмечено по

комплексу ГИС и подтверждено результатами освоения скважины в колонне.

Общая эффективная толщина пласта она же и нефтенасыщенная, вскрытая скважиной, составляет 10,8 м.

Физико-химические свойства нефти и газа определялись по результатам исследований одной поверхностной и одной глубинной проб нефти, отобранных из скв.5. По поверхностной пробе определено содержание серы - 4,36%, парафина - 14,05%, смол силикагелевых - 15,95%, асфальтенов - 7,95%, ванадия - 0,0309%.

Пласт представлен только нефтенасыщенными коллекторами до отметки минус 1812,6 м; водонасыщенные коллектора в пределах пласта - отсутствуют.

Граница залежи (условный под счетный уровень) принята по последней замкнутой изогипсе на отметке минус 1850 м.

Залежь нефти пласта Дл пластового типа. Ее размеры в пределах контура нефтеносности составляют 0,95x0,95 км, высота залежи 57,7 м, вскрытый этаж нефтеносности 20,3 м. Коэффициент эффективности (песчанистости) равен 0,53, расчленённости - 4.

Анализ показывает, что изученность основных объектов пластов А4 башкирского яруса, В<sub>1</sub> турнейского яруса нижне-среднего карбона и Дл заволжского надгоризонта верхнего девона, на месторождении значительная часть запасов которых оценена по категории С<sub>2</sub> (60%). Залежи пластовые сводовые. Коллекторами являются известняки, а покрывками аргиллиты.

Геологические/извлекаемые запасы нефти категории С<sub>1</sub> по залежи пластов А4 башкирского яруса, В<sub>1</sub> турнейского яруса и Дл заволжского надгоризонта составили 3461/1557 тыс. т.

Геологические/извлекаемые запасы нефти категории С<sub>2</sub> по залежи пласта А4 башкирского яруса, В<sub>1</sub> турнейского яруса и Дл заволжского надгоризонта равны 6828/2800 тыс. т.

Всего по категориям С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> запасы нефти Лапинского месторождения составляют - геологические 10 289 тыс. т, извлекаемые 4 357 тыс. т.[3].

Принятая геологическая модель месторождения в плане структурных

построений требует уточнения глубин залегания продуктивных отложений и характера распространения коллекторов по площади и разрезу.

Характер распространения продуктивных пластов по месторождению, их связи друг с другом и законтурной областью к настоящему времени изучены слабо.

Анализ геологического строения и нефтегазоносности рассматриваемого месторождения позволяет сделать следующие выводы:

1. Лапинское месторождение характеризуется сложным геологическим строением и с перерывами в осадконакоплении;
2. Залежи нефти приурочены к пластово-сводовым ловушкам;
3. Положение водо-нефтяных контактов нуждается в уточнении;
4. по соотношению извлекаемых запасов категорий  $C_1$  и  $C_2$  месторождение относится к недоизученным, так как запасы категории  $C_2$  составляют 60 % [3].

Все вышеизложенное указывает на то, что месторождение является недоизученным. Для уточнения геологического строения, оценки коллекторских свойств и добывных возможностей месторождения необходимо проведение мероприятий по его доразведке.

С целью доразведки основных продуктивных горизонтов рекомендуется бурение одной разведочной скважины.

Разведочную скважину №6 рекомендуется заложить в юго-восточной части структуры, на 1,5 км юго-восточнее скважины №5. Проектная глубина - 2440м, проектный горизонт - архейский. Целью бурения скважины вскрыть и опробовать пасты Дл заволжский и В1 турнейских отложений.

Задачи, решаемые в процессе доразведки месторождения [4]:

- уточнение распространения залежей нефти, их геометрии, контуров, гипсометрии водонефтяных контактов;
- получение необходимой информации для оценки запасов категории  $C_2$  и их перевода в промышленные категории;

- изучение литолого-стратиграфического разреза продуктивных и нефтегазоперспективных отложений их вещественного состава;
- изучение гидрогеологических параметров продуктивных отложений;
- уточнение параметров залежей для обеспечения проектирования разработки.
- приращение запасов категории  $C_1$  по пластам  $B_1$  турнейского яруса и Дл заволжского надгоризонта [3].

В рекомендуемой скважине для решения перечисленных задач планируется провести комплекс исследовательских работ: отбор керна, геофизические исследования, опробование и испытание перспективных горизонтов, отбор флюидов для лабораторных исследований.

1. Для изучения литологической характеристики пластов и физических свойств пластов-коллекторов, уточнения стратиграфических границ, эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин, положения ВНК, а также для изучения подсчетных параметров в лабораториях проектируется отбор керна. Отбор керна производится на границах стратиграфических подразделений, а в предполагаемых нефтегазоносных горизонтах сплошной с учетом изучения покрывающих и подстилающих пород (3 м над кровлей проницаемой части пласта и 5 м ниже последнего проницаемого пропластка)[4].

В скважинах предусматривается отбор шлама в целях наблюдения за изменением литологического состава вскрываемого разреза, появлением возможных признаков нефтегазоносности. Шлам отбирается каждые 5 метров проходки, а в перспективных по нефтегазоносности интервалах каждый метр. Непрерывно проводится газовый каротаж для контроля и выявления УВ газов выходящих из бурового раствора.

2. В процессе бурения скважины требуется решение ряда технических задач, связанных с особенностями геологического разреза скважин. Эти задачи решаются с помощью комплекса методов геофизических исследований в скважинах (ГИС) в разных масштабах (1:500, 1:200). В масштабе 1:500

исследования проводятся в интервале 0-1880 м, в масштабе 1:200 в интервале 1350-1880 м[5].

Контроль над технологией проводки скважин с регистрацией прямых признаков нефтегазоносности будет осуществляется станциями ГТИ и газового каротажа[6].

3. В процессе бурения при подтверждении продуктивности вскрытых отложений керновым материалом, шламом, геолого-технологическими исследованиями, производится опробование испытателем пластов на трубах. Опробование производится «сверху-вниз» в открытом стволе предполагаемых продуктивных горизонтов с целью предварительной оценки их нефтеносности, а также выявления пластов-коллекторов и их параметров.

Испытание в эксплуатационной колонне проводится «снизу-вверх».

Вызов притока из пласта производится заменой промывочной жидкости на воду с последующим свабированием. При отсутствии промышленного притока углеводородов производится интенсификация пластов глинокислотной обработкой (ГКО).

При получении притоков пластовых флюидов производятся гидродинамические исследовательские работы: замеры дебитов, пластового и забойного давлений, температуры, газового фактора, динамических и статических уровней, снятие кривых восстановления давления (КВД), отбор поверхностных и глубинных проб и др. [8].

4. С целью получения подсчетных параметров предусматривается проведение комплекса лабораторных исследований керна, шлама.

Для решения вопросов стратиграфии, литологии, физических свойств коллекторов, содержащих углеводороды, физико-химических свойств нефти, пластовых вод, которые получены в процессе бурения и испытания скважины, предусматривается проведение анализов образцов и проб в специализированных лабораториях

## Заключение

В пределах Лапинского месторождения пробурена одна поисково-оценочная скважина, которая подтвердила нефтеносность в пластах А4 башкирского яруса, В<sub>1</sub> турнейского яруса и Дл заволжского надгоризонта. Лапинское месторождение на данном этапе изученности считается не подготовленным к промышленной разработке: запасы категории С<sub>1</sub> составляют 60%. Запасы категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> поставлены на государственный баланс в оперативном порядке по результатам бурения скважины №5.

По величине запасов Лапинское месторождение относится к группе мелких, по сложности геологического строения по состоянию изученности на 1.01.2010 г. - к сложным.

Для получения новой и уточнения уже имеющейся геолого-геофизической информации предложено заложение одной разведочной скважины №6 Лапинской с проектной глубиной 2440 м и проектным горизонтом архейским. Для решения поставленных задач в скважине рекомендуется провести комплекс промыслово-геофизических исследований (отбор керна, ГИС, ГТИ, испытание, опробование, гидродинамические и лабораторные исследования).

Бурение рекомендуемой скважины позволит оценить запасы в пределах месторождения и перевести их из категории С<sub>2</sub> в категорию С<sub>1</sub>, тем самым будут увеличены промышленные запасы УВ Лапинского месторождения и следовательно более обоснованно проводить разработку пластов.

### Список использованных источников

1. Давыдова Т.В. «Обработка и интерпретация материалов детальных и детализационных сейсморазведочных работ МОГТ-2Д,3Д в пределах Аксёновского, Воздвиженского, Булатовского и Сборновского лицензионных участков». ООО «ЛАРГЕО». Москва, 2007. – 142 с.
2. Колотухин А.Т., Орешкин И.В., Логинова М.П., Астаркин С.В. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция. Саратов, ООО Издательский Центр «Наука», 2014. – 200 с.
3. Баланс запасов нефти и растворенного газа за 2006 г. ООО «СамараНИПИнефть». Самара, 2007.
4. Габриэлянц Г.А. Пороскун В.И. и др. «Методика поисков и разведки залежей нефти и газа» /– М.: Недра, 1985. – 304 с.
5. Методические указания по оптимизации условий отбора керна и количества учитываемых образцов. Москва, 1983.
6. Геофизические методы поисков и разведки – Л.: Недра, 1982. – 304 с. 01. – М., 2002. – 295 с.
7. Лукьянов Э.Е. Информационно-измерительные системы геолого-технологических и геофизических исследований в процессе бурения. Новосибирск, 2010. – 601 с.
8. Методическое указания выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01 Москва, 2002