

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 Лугового
нефтегазоконденсатного месторождения (Саратовская область)**

АВТОРЕФЕРАТ

студента 6 курса, 611 группы, заочной формы обучения
геологического факультета
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»
специализация «Геология нефти и газа»
Ефремова Владислава Вадимовича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин.наук, доцент

Л.А. Коробова

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин.наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2021

ВВЕДЕНИЕ

Старые месторождения вырабатываются и без открытия новых и доразведки выявленных месторождений невозможно поддержание и увеличение добычи нефти и газа в Саратовской области, что является в настоящее время важнейшим фактором стабильности экономики. Многие месторождения, относительно небольшие по запасам, но и они представляют интерес не только с геологической, но и с экономической точки зрения. Особенно это связано с появлением новых подходов к анализу имеющихся материалов, которые могут быть использованы для уточнения строения месторождений, возможно даже для выявления еще не открытых залежей.

Одним из месторождений, где возможно приращение запасов углеводородов является Луговое нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в пределах Лугового лицензионного участка.

Целью дипломной работы является обоснование доразведки Лугового нефтегазоконденсатного месторождения на основе анализа материалов проведенных здесь геофизических работ, результатов бурения поисковых и разведочных скважин, а также пробной эксплуатации скважин Лугового месторождения.

Для достижения цели дипломной работы необходимо выполнить следующие задачи:

- собрать и проанализировать геолого-геофизические материалы, характеризующие геологическое строение и нефтеносность Лугового месторождения;
- обосновать недоизученность залежей евлановского-ливенского, кизеловского-черепетского, бобриковского горизонтов и казанского яруса;
- наметить оптимальные участки для размещения разведочных скважин и выработать рекомендации по доразведке.

Дипломная работа состоит из 4 глав, введения, заключения и содержит 53 страницы текста, 7 рисунков и 9 графических приложений. Список использованных источников включает 17 наименований.

Основное содержание работы

В пределах Каменского лицензионного участка и выполнены значительные объемы геологоразведочных работ: высокоточная гравиразведка, геохимические исследования и электроразведочные работы на отдельных площадях, сейморазведки МОГТ-2D, в том числе выполненной в последние годы. На исследуемой территории выполнялось структурное, поисково-разведочное и эксплуатационное бурение с установленной нефтегазоносностью коллекторов (Луговая, Иловлинская, Зап. Иловлинская, Разинская).

Луговая структура, вернее одна из ее вершин, впервые была выявлена в 2000 г. сейсмопартией № 7 ЗАОр «НП «Запприкаспийгеофизика». Полевые работы, обработка и интерпретация сейсмических материалов выполнена сейсмопартией № 6, ГПИМО ЗАОр НП «Запприкаспийгеофизика» в 2007 г. По результатам работ был подготовлен паспорт на Луговую структуру.

В 2007 г. в пределах северной вершины Лугового поднятия была пробурена поисково-оценочная скв. №1-Луговая, которая явилась первооткрывательницей одноименного месторождения.

В 2011 г. сейморазведочной партией №0411 ОАО «Саратовнефтегеофизика» были проведены сейморазведочные работы МОГТ-3D в пределах Луговой структуры объемом 560 кв.км.

В 2013 г. выполнена переинтерпретация сейсмических материалов сейсмосьёмки МОГТ-3D с учетом данных глубокого бурения новых скважин №№2-Луговой и 100-Луговой. Откорректированные сейсмические построения, выполненные специалистами ЗАО «Народное предприятие «Запприкаспийгеофизика» в 2013 г, положены в основу подсчета запасов.

Геологический разрез изучаемого участка приводится по материалам сейсмических исследований, бурения, отбора керна скважин №№1, 2, 100 Лугового месторождения

В рассматриваемом районе осадочные отложения, представленные девонской, каменноугольной, юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной

системами, несогласно залегают на породах кристаллического фундамента архейско-протерозойского возраста.

Архейская акротема представлена породами кристаллического фундамента.

Палеозойская эратема представлена отложениями девонской системы, которая включает нижний, 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.

Мезозойская эратема представлена отложениями триасовой системой, которая включает нижний отдел, юрская система, которая представлена средним и верхним отделами. Мезозойская эратема сложена песчано-глинистыми отложениями.

Кайнозойская эратема представлена отложениями четвертичной системой. Кайнозойская эратема сложена песчано-глинистыми отложениями.

Общая мощность разреза около 4650 метров.

Разрез имеет сложное строение, которое выражается в чередовании карбонатных и терригенных комплексов, наличием перерывов в осадконакоплении, полным отсутствием палеогеновой и неогеновой систем, а также невыдержанностью по площади толщин стратонов.

В разрезе верхнедевонских, нижнекаменноугольных и среднепермских отложениях присутствуют продуктивные залежи евлановско-ливенского, кизеловско-черепетского, бобриковского, а также казанского возраста, к которым приурочены основные залежи нефти, газа и конденсата Лугового месторождения представленные поровыми и трещиноватыми коллекторами.

Согласно принятой схеме тектонического районирования Луговое месторождение располагается в зоне сочленения Каменской структурной террасы и Уметово-Линевской впадины. Эти структурные элементы II порядка входят в состав Рязано-Саратовского прогиба, который разделяет Воронежскую и Волго-Уральскую антеклизы [1].

На структурной карте по кровле коллектора евлановского и ливенского горизонтов структура представляет собой вытянутую брахиантиклиналь с тремя вершинами. Брахиантиклиналь имеет размеры по замкнутой изогипсе – 3040 м 10,25x2,5 км, с амплитудой 160 м.

На структурной карте по кровле коллектора кизеловского и черепетского горизонтов выполаживается. Представлена структура двумя поднятиями с небольшими размерами в центре оконтуривается по изогипсе – 2460 м, а на севере участка – 2425 м. Размеры центрального поднятия по изогипсе -2460 м 2,25x0,75 км с амплитудой 10 м, северного купола -2425 м 1,4x1,25 км с амплитудой 25-30 м.

На структурной карте по кровле коллектора бобриковского горизонта структура имеет то же строение, что и кизеловско-черепетские горизонты. Представлена структура двумя поднятиями с небольшими размерами в центре оконтуривается по изогипсе – 2425 м, а на севере участка – 2400 м. Размеры центрального поднятия по изогипсе -2425 м 2,15x0,75 км с амплитудой 10 м, северного купола -2425 м 2,1x1,65 км с амплитудой 25-30 м.

На структурной карте по кровле коллектора казанского яруса структура существенно изменилась. Структура осложнена множеством куполовидных поднятий. В центре структуры брахиантиклиналь неправильной формы по замкнутой изогипсе -720 м имеет размеры 3,25x3,0км с амплитудой 30 м.

Таким образом, размеры и амплитуды Луговской структуры по евлановскому-ливенскому, кизеловскому-черепетскому, бобриковскому горизонтам и казанскому ярусу существенно не меняются; структура не осложнена тектоническими нарушениями, что позволяет ожидать в отложениях верхнего девона, нижнего карбона и пермской систем ловушек структурного и рифогенного типов.

Луговое месторождение располагается в Приволжско-Предбортовом нефтегазоносном районе, Нижневолжской нефтегазоносной области, Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Промышленные притоки нефти были получены из евлановско-ливенских отложений, притоки газа и конденсата из кизеловско-черепетских и бобриковских отложений.

В соответствии с принятыми структурными построениями, результатами опробования и интерпретации ГИС скв. №№1, 2 и 100-Луговые на месторождении выделено 6 залежей в 4 продуктивных пластах, контролируемых тремя куполами Лугового рифогенного поднятия в евлановско-ливенских отложениях и структурами облекания в кизеловско-черепецких, бобриковских и казанских отложениях.

Евлановско-ливенский продуктивный пласт (D_{3ev-lv})

Коллектора относятся к поровому типу. Притоки нефти получены в скв. №1-Луговая и №2-Луговая. При испытании был получен приток нефти средним дебитом 65 м³/сут.

С учетом результатов бурения скв. №2 и новых данных исследования керна (ОФП), ВНК установлен на а.о. - 2960 м.

Залежь нефтяная, массивная в рифогенном выступе. Размер залежи 6,8 x 1,4 км, площадь 9,5 км². Высота залежи – 60 м. Максимальные эффективные нефтенасыщенные толщины 50,5 м.

Кизеловско-черепетский продуктивный пласт (C_{1crp-ksl})

Пласт сложен известняками серовато-светло-коричневые органогенно-детритовые. Коллектора относятся к поровому типу.

Продуктивность кизеловско-черепецких отложений доказана опробованием скв. №1-Луговая. При опробовании получен приток газа дебитом 139,7 тыс. м³/сут и конденсата дебитом 23,3 м³/сут. Результаты интерпретации данных ГИС скв. №100 Луговая ГНК установлен на а.о. 2409,4 м, ВНК- в интервале а.о. -2420,5 м - 2421,5 м.

Залежь нефтегазовая, пластовая, сводовая. Размер залежи 1,4x1,1 км, площадь 1,2 км², высота газовой части залежи 15 м, нефтяной – 11 м. Максимальные эффективные нефтенасыщенные толщины 10,5 м- в скв. №100-

Луговая, в скв. №1 - Луговая -9 м; максимальные газонасыщенные толщины – 14 м (в скважине №1 Луговая - 4,6 м; в скважине №100 Луговая - 10,2 м).

В скв. №2 Луговая пласт-коллектор залегает в интервале глубин а.о. - 2459,2 м - 2504,3 м. ВНК для залежи установлен по данным ЭК на глубине а.о. - 2463,2 м.

Залежь нефтяная, массивная, сводовая. Размер залежи 0,6х2,1 км, площадь - 1,2 км². Высота залежи 13 м, максимальные эффективные нефтенасыщенные толщины составляют 10 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скв. №2-Луговая составляет 4 м.

Бобриковский продуктивный пласт (C₁bb)

Пласт сложен песчаниками и алевролитами. Коллектора относятся к поровому типу, пористость от 11 до 22 %.

Продуктивность бобриковских отложений доказана опробованием скв. №1 100-Луговая. При опробовании получен приток газа дебитом 412,6 тыс. м³/сут и газоконденсата 51,8 м³/сут. В скв. №1 ГВК установлен по данным ГИС на а.о. - 2381,5 м. В наклонной скв. №100 ГВК установлен на а.о. -2381 м.

Залежь газовая, пластовая, сводовая. Размер залежи 1,77х1,35 км, площадь 1,9 км², высота 21,6 м. Максимальные эффективные газонасыщенные толщины 25 м (в скв. №1 - Луговая 16,8 м, в скв. №100 - Луговая 20,6 м).

Залежь в районе скв. №2 выделена впервые и вскрыта одной скважиной. Продуктивность установлена по данным ГИС. В скв. №2 ГВК соответствует а.о. -2425,8 м.

Залежь газовая, пластовая, сводовая. Размер залежи 0,7х2 км, площадь 1,36 км², высота залежи 25,8 м. Максимальная эффективная газонасыщенная толщина – 10м, эффективная газонасыщенная толщина в скв. №2 - Луговая составляет 3,2 м.

Казанский продуктивный пласт (P₂kz)

Продуктивные коллектора относятся к поровому типу. Покрышкой является глинистая толща татарского яруса верхней перми.

В пласте выделена одна нефтяная залежь в районе скв. №2-Луговая.

Пласт был испытан в открытом стволе в скв. №2-Луговая, получен фильтрат бурового раствора с пленкой нефти. По данным ГИС пласт целиком нефтенасыщен.

Залежь нефтяная, пластовая, сводовая. Размер залежи 3,0 x 2,8 км, площадь залежи 6,5 км². Высота залежи 23 м. Максимальные эффективные нефтенасыщенные толщины – 13,5 м.

Начальные запасы месторождения составили:

- Нефть (геологические/извлекаемые): С₁ — 5573/2803 тыс. т, С₂ - 12697 /3485 тыс. т; растворенный газ (извлекаемые): С₁- 277 млн.м³; С₂ - 177 млн.м³; газ (сухой): С₁ - 952 млн.м³, С₂ - 121 млн. м³; конденсат (геологические/извлекаемые): С₁ - 114/75 тыс.т, С₂ – 14/9 тыс.т.

Луговое месторождение относится к средним по объему запасов УВ.

Залежи нефти и газа в евлановско-ливенских, кизеловско-черепетских, бобриковских, казанский отложениях бурением изучены неравномерно. Наибольшие запасы нефти и газа категории С₂ сосредоточены в залежи евлановско-ливенских отложений, так как в скважинах №№1 и 100 она вскрыта по данным опробования, а в скважине №2 по данным ГИС.

Не подтверждена промышленная нефтегазоносность евлановско-ливенских отложений в южной и северной части залежи. Два наибольших участка с запасами категории С₂ выделяются на юге и севере залежи евлановско-ливенских отложений.

С целью доразведки залежи евлано-ливенских отложений, рекомендуется заложение дополнительных двух независимых разведочных скважин на севере и юге структуры.

Разведочную скважину №3Р Луговая рекомендуется заложить на юге структуры на расстоянии 2,25 км на юг от скважины №2, с проектной глубиной 3000 м и проектным горизонтом – воронежско-петинским.

Разведочную скважину №4Р Луговую рекомендуется заложить на севере структуры на расстоянии 1,76 км на север от скважины №100, с проектной глубиной 3000 м и проектным горизонтом – воронежско-петинским.

Цель бурения скважин: вскрытие и опробование залежи евлановско-ливенских отложений, а также перевод запасов нефти категории C_2 в C_1 .

Основными задачами разведочного бурения скважин являются [2]:

- определение границ распространения продуктивного евлановского и ливенского горизонта;
- определение свойств флюидов и фильтрационно-ёмкостных характеристик залежи;
- уточнение положения контактов нефть-вода, если вскрыт ВНК и контуров залежи;
- уточнение дебитов нефти, установление пластового давления, давления насыщения и коэффициентов продуктивности скважин;
- исследование гидродинамической связи залежей с законтурной областью;
- изучение характеристик продуктивных пластов, определяющих выбор методов воздействия на залежь и призабойную зону с целью повышения коэффициентов извлечения;
- уточнение параметров залежи для перевода запасов нефти в промышленные категории на недоразведанных участках.

В разведочных скважинах предусматривается следующий объем работ:

- бурение с отбором керна из перспективных интервалов;
- геофизические, гидрогеологические, геохимические, гидродинамические исследования скважин в процессе бурения и испытания;
- опробование перспективных объектов с применением, при необходимости, методов интенсификации притоков;
- лабораторные исследования керна и пластовых флюидов.

1. В проектных разведочных скважинах керновый материал служит для получения информации в первую очередь о фильтрационно-ёмкостных и петрофизических свойствах горных пород в интервалах продуктивных горизонтов. Отбор керна предусматривается только в продуктивных интервалах с учетом изучения покрывающих и подстилающих пород (3 м над кровлей

проницаемой части пласта и 5 м ниже последнего проницаемого пропластка) [3].

Для изучения литологии по всему разрезу скважины проводится отбор шлама через каждые 5 м проходки по всему стволу, а в продуктивных интервалах через каждые 2 м.

2. Проектируемый комплекс ГИС определяется необходимостью решения задач по литологическому расчленению разреза, выделению пластов коллекторов, определению их емкостных свойств и насыщения, построению геологической модели месторождения, подсчету запасов УВ и оценки технического состояния скважин в процессе их строительства.

С целью изучения геологического разреза, определения параметров, необходимых для подсчета запасов, проектируется объем ГИС 1:200 и 1:500 масштабов в соответствии с регламентом для проведения геофизических исследований скважин при разведочном бурении [4]:

Контроль над технологией проводки скважин с регистрацией прямых признаков нефтегазоносности осуществляется станциями ГТИ и газового каротажа [5].

3. В процессе бурения при подтверждении продуктивности вскрытых отложений керновым материалом, шламом, геолого-технологическими исследованиями, для предварительной оценки нефтеносности разреза производится опробование пластоиспытателей (ИП) на бурильных трубах в перспективных интервалах [6].

В соответствии с ожидаемыми в разрезе скважин глубинами залегания перспективных объектов и подтверждения их нефтеносности в процессе бурения в результате ИПТ, предусматривается спуск эксплуатационной колонны и испытание этих объектов.

При получении промышленного притока в результате освоения, планируются гидродинамические исследования, включающие исследования на установившихся режимах (штуцерах разного диаметра) и неуставившихся со снятием кривых КВД, а также отбор глубинных проб флюида [7].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Луговое месторождение является многопластовым, газоконденсатнонефтяным и содержит промышленные залежи нефти и природного газа с конденсатом в осадочном комплексе.

К настоящему времени в границах Лугового лицензионного участка реализованы значительные объемы сейсморазведочных работ 2Д и 3Д, пробурено одна поисковая и две разведочные скважины. В то же время остаются неясными многие детали геологического строения верхнедевонских и нижнекаменноугольных, а также среднепермских систем. На луговом месторождении продуктивными являются залежи евлановско-ливенского (D_3ev-lv), кизеловско-черепетского ($C_1crp-ksl$), бобриковского (C_1bb), а также казанского (P_2kz) возраста. Залежи изучены недостаточно бурением, запасы оценены по категориям C_1 и C_2 .

Несмотря на комплекс проведённых ранее геолого-геофизических исследований залежей продуктивных пластов D_3ev-lv , $C_1crp-ksl$, C_1bb и P_2kz на Луговой структуре, залежи являются не достаточно изученными. Границы ВНК и ГВК, установленные по данным ГИС, и размеры залежей имеют условный характер и нуждаются в детализации. Кроме того, соотношение запасов по категориям C_1 и C_2 позволяет продолжить доразведку этих залежей.

Для осуществления доразведки Лугового месторождения рекомендуется заложение двух разведочных скважин №№3Р, №№4Р с проектными глубинами - 3000 м и проектными горизонтами — воронежско-петинским. Для решения поставленных задач в скважинах рекомендован комплекс исследований (отбор керна, ГИС, ГТИ, испытание, опробирование и гидродинамические исследования и др.)

Бурение рекомендуемых скважин позволит получить дополнительную информацию по строению залежей, по подсчетным параметрам и прирастить промышленные категории запасов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Колотухин, А.Т., Орешкин, И.В., Астаркин, С.В., Логинова, М.П. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция/ А.Т. Колотухин, Учебное пособие. – Саратов: ООО Издательский центр «Наука», 2014-316с.

2 Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. Москва, 2001-210с.

3 Методические указания по оптимизации условий отбора керна и количества учитываемых образцов, Москва, 1983-45с.

14 Временные методические указания по проектированию и проведению геофизических исследований скважин поискового и разведочного бурения на нефть и газ Тюменьгеология. Тюмень, 1990-36с.

5 Лукьянов Э.Е. Информационно-измерительные системы геолого-технологических и геофизических исследований в процессе бурения. Новосибирск, 2010 – 310 с.

6 Правила проведения испытаний и опробований в нефтяных и газовых скважинах. М.: ГЕРС, 1999 – 25с.

7 Методическое указания выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01 Москва 2002 – 55 с.