

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых

ОБОСНОВАНИЕ ДОРАЗВЕДКИ
ЮЖНО-ПЕРВОМАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(Саратовская область)
Автореферат дипломной работы

студента 6 курса 612 группы
130304 специальности геология нефти и газа
геологического факультета
Шувалова Дмитрия Алексеевича

Научный руководитель
доктор геол.-мин.наук, профессор

О.К. Навроцкий

Зав. кафедрой
доктор геол.-мин.наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов, 2016

Введение

Цель и задачи работы обоснование доразведки Южно-Первомайского месторождения на основе анализа материалов проведенных здесь геофизических работ, результатов бурения поисковых и разведочных скважин, а также пробной эксплуатации скважин 10, 14, 26, 27. Тема интересна тем, что рассматриваемое продуктивное многопластовое Южно-Первомайское месторождение приурочено к сложной в тектоническом плане зоне Бузулукской впадины, что свидетельствует о перспективности поисков залежей в ловушках структурного и неструктурного типа в этом районе.

Южно-Первомайское месторождение открыто в 1991 году первооткрывательницей скважиной №10, в которой был получен приток нефти в евлановливленских и воронежских отложениях.

Всего на 2003г. по месторождению 7 скважин: №№10, 14 поисковые и №№26, 27 эксплуатационные давшие приток нефти, №№11, 13/15 поисковые скважины ликвидированные по геологическим причинам. В скважинах получены притоки выявленные скопления нефти и газа в ардатовских и тиманскопашийских отложениях.

Не смотря на длительную историю изучения месторождения выявленные залежи изучены неравномерно бурением, опробованием, в связи с чем значительная часть запасов нефти на месторождении оценено по категории С₂.

По величине запасов месторождение относилось к группе мелких: утверждённые извлекаемые запасы нефти по категории С₁ –1679 тыс. т, природного газа –1935 млн. м³, конденсата – 417 тыс.т..

Задачами являются: освещение геолого-геофизической изученности, систематизация сведений о литолого-стратиграфическом разрезе, изучение структурных планов горизонтов среднего и верхнего девона, обобщенные материалы по нефтегазоносности, выявленные участки месторождения, где необходимо бурение дополнительных разведочных скважин.

Фактический материал. При подготовке работы использованы материалы проведенных здесь геофизических работ, результатов бурения поисковых и разведочных скважин, а также пробной эксплуатации скважин 10, 14, 26, 27.

Работа состоит из введения, 4 глав, заключения и содержит 51 страницу текста, 1 таблицы, 6 рисунков, 7 графических приложений. Список использованных источников включает 20 наименований.

Основное содержание работы

В пределах Южно-Первомайской структуры были выполнены геолого-съемочные и сейсморазведочные работы, сейсмические исследования (МПОВ, КМПВ), аэромагнитная съемка, глубокое бурение: поисковое, разведочное и эксплуатационное. В результате были выявлены продуктивные пласты в среднем и верхнем девоне.

С 1973 года в пределах Саратовской части Бузулукской впадины проводились сейсмические исследования МПОВ, КМПВ. В результате работ намечено несколько приподнятых зон по кристаллическому фундаменту: Новокачановская, Октябрьская, Сестринско-Иванихинская. С 1974 года сейсморазведочными работами МОГТ были закартированы локальные поднятия в осадочном чехле: Мало-Гусарское, Восточно-Октябрьское и др.

В 1976 году исследуемая площадь покрыта аэромагнитной съемкой, в результате чего выявлены зоны повышенной дислоцированности осадочного чехла, отмечена связь аномалий магнитного поля с тектоникой региона.

Основным результатом сейсморазведочных работ в 1982-1990 г.г., проводимых в Саратовской части Бузулукской впадины, является выявление более 30 перспективных в нефтегазоносном отношении структур по отложениям карбона и, в большей части, девона: Южно-Первомайская, Трофимовская, Западно-Степновская, Западно-Вишневецкая, Разумовская и др.

Южно-Первомайская структура впервые была выявлена сейсморазведкой МОГТ в 1984 году по горизонтам девона и карбона. На выявленных антикли-

нальных перегибах были продолжены исследования, в результате которых был подготовлен в 1988 году паспорт на Южно-Первомайскую структуру.

Первооткрывательницей Южно-Первомайского месторождения является скважина №10, в процессе бурения которой при испытании в открытом стволе интервала 3281-3331м (евлано-ливенские и воронежские отложения) получен приток разгазированной нефти с признаками пластовой воды. Дебит нефти 255м³/сут, плотность нефти 0,8151г/см³.

В 1998-1999 годах в результате выполнения детальных сейсморазведочных работ 3D-АМОС в осадочном чехле от нижнекаменноугольных до девонских отложений по латерали было выделено несколько протяженных субмеридиональных разрывных нарушений, благодаря которым сформировалась своеобразная террасовидная тектоника района исследований, выраженная в ступенчатом погружении осадочных образований от Клинцовской вершины Пугачевского свода к осевой части Иргизского прогиба.

В этот же период в 1998 году при детальных сейсморазведочных работах была выявлена Камеликская структура, в пределах которой в 2000 году было открыто нефтяное месторождение.

На территории Южно-Первомайского месторождения вскрыт разрез от отложений кайнозойского до архейского фундамента.

При стратиграфическом расчленении вскрытых отложений в пределах Южно-Первомайского месторождения использовались данные, полученные при бурении скважин №№10, 14, 26, 27 Южно-Первомайских и №1 Камеликской (керна, его анализы, материалы геофизических исследований скважин), а также результаты по скважинам, пробуренным на сопредельных территориях.

Анализ разреза позволяет сделать вывод о том, что разрез на Южно-Первомайском месторождении сложный. Сложность заключается в чередовании в терригенных комплексах пластов разных типов пород – аргиллитов (глин), алевролитов, песчаников (песков) и карбонатных комплексов известняков, доломитов. Разрез характеризуется многочисленными перерывами, что свидетельствует о сложной истории тектонического развития

рассматриваемой территории. Наблюдаются резкие изменения толщин стратиграфических подразделений. Все это свидетельствует о сложной истории тектонического развития рассматриваемого месторождения.

В тектоническом отношении рассматриваемый участок приурочен к юго-восточной части Русской платформы, располагается в пределах Волго-Уральской антеклизы и в современном тектоническом плане приурочен к Камелик-Чаганской системе дислокаций в зоне сочленения западного борта Бузулукской впадины с Клинцовской вершиной Пугачевского свода и Иргизским прогибом [1].

Камелик-Чаганская система дислокаций – зона перехода Волго-Уральской антеклизы в Прикаспийскую впадину - протягивается на расстояние до 40 км при ширине до 6–7 км. По данным геофизических исследований по отложениям архей-среднедевонского возраста ей соответствует сложная система дизъюнктивных блоков; по отложениям от верхнего девона до перми – пликативных куполов, брахиантиклиналей и мульд [2].

Для Бузулукской впадины характерна интенсивная расчлененность фундамента и терригенно-карбонатной толщи среднего девона на множество протяженных структурно-блоковых ступеней, осложненных более мелкими блоками [2].

На структурной карте по кровле коллектора воробьевского горизонта структура имеет блоковое строение разбитое разрывными нарушениями простирающимися с северо-запада на юго-восток, как показано на приложении В. В северной части структуры прослеживается поднятие брахиантиклинальное вытянутое с северо-запада на юго-восток и имеющее два полукупола, в центральной и в северо-западной части. Размеры брахиантиклинали по замкнутой изогипсе -3485м 2,25х0,5км, амплитуда 20м. На юго-востоке структуры полукупол ограниченный с севера-востока и юга-запада разрывными нарушениями с замкнутой изогипсой -3485м и размерами 3х2,5км и амплитудой 20м.

Структурная карта по кровле коллектора ардатовского горизонта схожа с воробьевским горизонтом но более четкая. Разбита на блоки, полукупола. Раз-

меры северо-западного полукуполо брахиантиклинали по замкнутой изогипсе - 3450м 3x0,75км амплитуда 20м. На юго-востоке самостоятельная структура Камеликского месторождения купол с размерами по замкнутой изогипсе - 3530м 2,4x0,9 и амплитудой 30м.

Структурная карта по кровле коллектора тиманско-пашийского горизонта сохраняет общие черты с воробьевским горизонтом, но есть различие. На брахиантиклинали с замкнутой изогипсой -3315м и размерами 2x0,8км амплитуда 40м расположены два купола. В северной части купол вытянутый и разбит на блоки. На юге структуры имеется самостоятельное поднятие с амплитудой 60м.

Структурная карта по кровле коллектора воронежского горизонта значительно отличается от нижележащих горизонтов. Разрывные нарушения затухают, лишь только в центральной части структуры прослеживается разрывное нарушение. Структура по воронежскому горизонту представляет собой вытянутую брахиантиклинальную складку, простирающуюся с северо-запада на юго-восток. Размеры структуры по замкнутой изогипсе -3180м 3,5x0,9км с амплитудой 30м. На юге структуры имеется поднятие в форме носа с амплитудой 40м (изогипса -3230м) и размерами по отражающему горизонту подошвы карбонатного девона 3,6 x 2,2км.

Продуктивное многопластовое Южно-Первомайское месторождение приурочено к сложной в тектоническом плане зоне Бузулукской впадины, что свидетельствует о перспективности поисков залежей в ловушках структурного и неструктурного типа в этом районе.

Южно-Первомайское месторождение расположено в Бузулукской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [3,4].

Южно-Первомайское месторождение является многопластовым. Скопления углеводородного сырья приурочены к различным горизонтам среднего и верхнего девона (евлано-ливенскому, воронежскому, тимано-пашийскому, ардаатовскому и воробьевскому) на глубинах от 3229м до 3642м. Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Коллекторы терригенные, порового типа представлены газо-нефтенасыщенными маломощными песчаниками.

По фазовому состоянию и составу УВ воробьёвской и ардатовской залежей, месторождение было отнесено к нефтегазоконденсатным.

По сложности геологического строения месторождение относится к сложнопостроенным, так как характеризуется наличием тектонических нарушений, невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов, с возможным литологическим замещением пород коллекторов слабопроницаемыми пропластками.

На государственном балансе находятся 6 объектов. Из них 4 относятся к нефтяным (евлано-ливенский, воронежский, тимано-пашийский, воробьёвский – верхний пропласток) и 2 к газоконденсатным (ардатовский, воробьёвский – нижний пропласток)

Сложное строение структуры и литологии девонских продуктивных отложений, слабая и неравномерная освещенность глубоким бурением различных участков месторождения привели к его недоразведанности, неподготовленности запасов для промышленной эксплуатации и отсутствия необходимого критерия соотношения категорий запасов C_1 и C_2 .

Характер распространения продуктивных пластов по площади Южно-Первомайского месторождения, их связи друг с другом и законтурной областью к настоящему времени изучены слабо. Фонд пробуренных скважин сосредоточен в присводовой части структуры, в то время как северо-западная и юго-восточная периклинали процессом бурения не охвачены.

Целью и задачами доразведки являются [5]:

- определение границ распространения продуктивных пластов,
- уточнения геологического строения месторождения и продуктивности,
- перевод запасов категории C_2 в более высокие категории, на Южно-Первомайском месторождении.

Для решения этих задач предлагается:

- проанализировать структурные построения по основным горизонтам; воробьёвскому, ардатовскому, тиманско-пашийскому и воронежскому;
- выбрать места заложения разведочных скважин;

- определить рациональный комплекс

геофизических (с целью выделения продуктивных пластов, определение их толщин и глубин залегания, толщин продуктивных пластов),

- гидродинамических (для изучения фильтрационно-емкостной характеристики коллекторов, положения контактов нефть-вода),

- литологических исследований (керн для определения литологических особенностей и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов).

Каждая из намечаемых скважин является разведочной со вскрытием всех продуктивных отложений, по ним должен быть отобран керн и проведен комплекс исследований, необходимых для подсчета запасов [6]:

- детальное изучение керна для определения литологических особенностей и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов;

- рациональный комплекс геофизических исследований, согласно которому производится выделение продуктивных пластов, определение их толщин и глубин залегания, толщин продуктивных пластов;

- комплекс гидродинамических исследований для изучения фильтрационно-емкостной характеристики коллекторов, положения контактов нефть-вода.

При заложении разведочных скважин учитывались особенности строения всех входящих в Южно-Первомайское месторождение структур, степень изученности, предполагаемые типы ловушек для залежей углеводородов – пластового типа. При выборе местоположения скважин учтено только оптимальное размещение с целью вскрытия наиболее продуктивной части разреза.

Доразведку месторождения предлагается осуществлять заложением двух скважин 22, 31, на северо-западном и юго-восточном крыльях структуры, с проектной глубиной 3700м. Так, как на структурных картах ардатовской и тимано-пашийской залежей скважины 22, 31 находятся в зоне запасов углеводородного сырья разных категорий. В частности по воробьевской, ардатовской и воронежской залежи скважины 22, 31 находятся в категории C_1 , а по тимано-пашийской в категории предварительно оцененных запасов C_2 .

Таким, образом скважина 22, 31 находятся в пределах площади запасов категории C_2 и выполняют функции доразведки месторождения.

- Скважина 22 рекомендуется заложить в самостоятельном блоке на юго-востоке структуры в 1 км 390 м от скв. 10 (в южной части горстовой структуры по кровле D_2tm-ps), с целью исследования ардатовских и тимано-пашийских продуктивных горизонтов.
- Скважина 31 рекомендуется заложить в самостоятельном блоке в 650 м на северо-запад от скв. 27 (в северной части горстовой структуры по кровле D_3tm-ps и D_3vr), с целью оконтуривания залежей нефти и газа, уточнения параметров подсчета запасов, определения пространственной изменчивости параметров по горизонтам разработки и подготовки месторождения к разработке по ардатовским и тимано-пашийским продуктивным горизонтам.

Заключение

Несмотря на длительную историю изучения Зимницкого месторождения и продолжительную эксплуатацию 4-мя скважинами состояние изученности как месторождения в целом, так и отдельных залежей по площади чрезвычайно неравномерно, недостаточна освещенность продуктивных горизонтов керном, некачественные опробования в ряде пробуренных скважин не позволили до настоящего времени обосновать границы залежей, определить их добычные возможности. Бурение скважин №№26, 27, позволило оценить промышленную значимость продуктивных залежей УВ, где значительная часть площади в пределах месторождения слабо изучена и запасы здесь оценены лишь по категории С₂.

Доразведку рекомендуется провести разведочным бурением двух скважин №22 и №31, с проектной глубиной 3700м и проектным горизонтом AR, что позволит уточнить границы распространения коллекторов всех продуктивных залежей, а также решить вопрос о переводе запасов нефти категории С₂ в более высокие категории.

Бурение этих скважин комплекс геолого-геофизических исследований в них качественное опробование и испытание продуктивных горизонтов позволит прирастить запасы категории С₁.

Список использованных источников

1. Клубов В.А. Тектоника Волго-Уральской провинции. В кн. "Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской НГП". М., Недра, 1970
2. Шебалдин В.П., Никитин Ю.Н. и др. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Саратовской области. Саратов, 1993.
3. Нефтегазоносные провинции СССР. Справочник. Москва, Недра, 1983г
4. Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я., Копрова Н.А. и др. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области // Т.У Куйбышевское Поволжье. М.: Недра, 1973. – 296 с
5. Методические Указания по составлению проекта разведки (доразведки) месторождений (залежей) нефти и газа и дополнений к нему», утверждённые приказом Комитета Российской Федерации по геологии и использованию недр за № 70 от 10.07.96 г., г. Москва, 1995г.
6. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. Министерство природных ресурсов РФ. Приказ №126 от 07.02.2001г., Москва.