

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 поисково-оценочного бурения  
на Восточно-Кочкуровской структуре  
(Бортовой лицензионный участок)**

**АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студента 6 курса, 611 группы заочной формы обучения  
геологического факультета  
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»  
специализация «Геология нефти и газа»  
Гасанова Романа Мустафаевича

Научный руководитель  
кандидат геол.-мин. наук, доцент

Л.А. Коробова

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

А.Д. Коробов

Саратов 2023

## Введение

Прикаспийская впадина характеризуется как высокоперспективный регион для поисков залежей нефти, газа и газового конденсата в широком стратиграфическом диапазоне осадочных пород от перми, карбона до девона.

Вместе с тем, степень изученности территории Бортовой зоны по всем потенциально-нефтегазоносным комплексам остается низкой из-за малых объемов проведенных здесь геофизических и буровых работ. Одним из возможных объектов для постановки поисково-оценочного бурения является Восточно-Кочкуровская структура Бортового лицензионного участка (далее ЛУ).

Восточно-Кочкуровская структура административно расположена в Дергачевском районе Саратовской области, в восточной части Бортового лицензионного участка. Она подготовлена в 2012 г. в результате проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3Д по отражающим горизонтам:  $D_2bs$ ,  $D_2k1$ ,  $D_2vb$ ,  $nD_3k$ ,  $nC_2mk$ .

Восточно-Кочкуровская структура приурочена к Лободинско-Тепловской зоне поднятий в северо-западной части бортового уступа Прикаспийской впадины. Ближайшие месторождения – Кочкуровское нефтегазовое и Павловское газовое – на западе, Западно-Липовское и Липовское газовые – на востоке.

По отложениям среднего-верхнего девона наиболее близкими аналогами для Восточно-Кочкуровской структуры являются месторождения Краснокутское, Западно-Ровенское, Непряхинское.

Работа состоит из 5 глав, объемом – 49 страниц текста; содержит 1 рисунок, 3 таблицы, 8 графических приложений. Количество источников, использованных в работе – 16.

## Основное содержание работы

На рассматриваемой территории проводились: гравиметрическая (1945-52 гг., 1963-72 гг.), электрометрическая (1959-66 гг.), газометрическая съемки (1969 г.), геохимические исследования (1969-73 гг.), сейсморазведка МОВ (1950-73 гг.), МОГТ- 2Д (1970-75гг., 1979-89гг., 1973-85 гг. и 2002-07 гг.), МОГТ- 3Д (2009 г.), КМПВ (1961-1966 гг.), структурное (1952-1953 гг. и 1960-1976 гг.) и глубокое бурение (1966-1978 гг., 1973-1987г.г. и 2006-2007 гг.).

Региональные геофизические работы, направленные на изучение глубинного строения бортовой зоны Прикаспийской впадины и сопредельных районов, начаты в 1946 г. с проведения гравиметрической съемки масштаба 1:200000. Обобщение материалов данной съемки, выполненное в 1952 г. Шванком О. А., позволило выделить внешнюю и внутреннюю части бортовой зоны, разделенных полосой резкого сгущения изоаномалий силы тяжести. Эта градиентная зона распределения изоаномалий силы тяжести была названа бортовым уступом Прикаспийской впадины.

В 2012 году был подготовлен Паспорт на Восточно-Кочкуровскую структуру. Восточно-Кочкуровская структура подготовлена по ОГ :

$D_2bs$  – кровля карбонатных отложений бийского горизонта среднего девона;

$D_2kl$  – кровля терригенно-карбонатных отложений клинцовского горизонта среднего девона;

$D_2vb$  – кровля карбонатно-терригенных отложений воробьёвского горизонта;

$nD_3k$  - подошва карбонатных отложений верхнего девона;

$nC_2mk$  – подошва терригенных отложений мелекесского горизонта среднего карбона.

В тектоническом отношении Восточно-Кочкуровская структура расположена в пределах Милорадовского прогиба Бортовой зоны Прикаспийской синеклизы. Бортовая зона на протяжении верхнего палеозоя являлась шельфовым окончанием Восточно-Европейской платформы и периодически на этапах максимума трансгрессии становилась частью глубоководного Прикаспийского бассейна. Этому простираению подчиняются все разновозрастные как структурно-тектонические элементы, так и фациальные зоны исследуемого разреза: внешний борт (шельфовые фации), бортовой уступ и склон (переходная зона - рифогенная зона) и наиболее глубокая (депресссионная) зона впадины.

Выявленная структура в тектоническом отношении по отложениям среднедевонским-нижнефранским расположена в пределах Милорадовского прогиба в непосредственной близости от Клинцовской вершины, по вышележащим отложениям верхнего девона - нижней перми — в пределах карбонатного уступа разного возраста образований (Лободинско-Тепловская зона поднятий московско-нижнепермского карбонатного уступа).

По нефтегазогеологическому районированию Восточно-Кочкуровская структура расположена к юго-восточной части Средне-Волжской нефтегазоносной области (НГО), граничащей с Бузулукской НГО Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) и Прикаспийской НГП.

Структура расположена в зоне нефтегазонакопления, связанной с системой ловушек УВ внешней бортовой зоны Прикаспийской впадины. Формирование антиклинальных, рифогенных, структурно-литологических и других типов ловушек УВ, с которыми связаны многочисленные месторождения, обусловлено сочетанием особенностей тектонического развития и условий осадконакопления. С учетом характера геологического строения, формационного состава и нефтегазоносности в осадочном чехле бортовой и внешней прибортовой зон Прикаспийской впадины, где расположен Бортовой лицензионный участок, выделяются шесть нефтегазоносных комплексов (НГК):

1. Среднедевонско-нижнефранский карбонатно-терригенный
2. Верхнедевонско-нижнекаменноугольный карбонатный
3. Нижне-верхневизейский терригенный
4. Верхневизейско-нижнебашкирский карбонатный
5. Верхнебашкирско-нижнемосковский терригенный
6. Верхнемосковско-нижнепермский карбонатный

Среднедевонско-нижнефранский карбонатно-терригенный НГК, к которому условно можно отнести и подстилающие отложения койвенского горизонта нижнего девона, является регионально нефтегазоносным. Но, до 2010 г. в западной части Бортового ЛУ на данный комплекс было пробурено 14 скважин и была установлена только одна газовая залежь в отложениях  $D_3f1tm-p$  на Краснокутском месторождении. По скважине №22 Ершовская из бийских отложений был получен слабый приток нефти. Установлена высокая газонасыщенность пластовых вод в бийских карбонатных коллекторах по данным испытания скважины № 10 Краснокутская. В результате бурения и испытания поисково-оценочной скважины №1 на Непряхинской структуре установлена промышленная продуктивность отложений бийского и койвенского горизонтов и открыто одноименное месторождение.

Обоснованием постановки поисково-оценочного бурения на Восточно-Кочкуровской структуре являются:

- присутствие в разрезе осадочного чехла пород-коллекторов и флюидоупоров, сочетания которых образуют природные резервуары УВ.
- подготовлен паспорт на Восточно-Кочкуровскую структуру в 2012 году по отражающим горизонтам: бийскому  $D_2bs$ , клинцовскому  $D_2k1$ , воробьевскому  $D_2vb$ , подошве карбонатного девона  $nD_3k$ , подошве мелекесского  $nC_2mk$ .
- нахождение объекта в зоне с установленной нефтегазоносностью; наличие и достаточная толщина возможно нефтегазоносных комплексов, и их продуктивность на соседних месторождениях: Краснокутском, Западно-Ровенском, Непряхинском, Мечеткинском, Тамбовском, Западно-Степном,

Разумовском, Коптевском и др. Саратовской области. Непосредственно к северной бортовой зоне приурочены месторождения –Краснокутское, Западно-Ровенское и Чинарёвское. Остальные месторождения располагаются на Степновском сложном валу (Мечеткинское, Тамбовское), в Бузулукской впадине (Западно-Степное, Разумовское) и на южном склоне Пугачевского свода (Коптевское);

Продуктивность в разрезе Восточно-Кочкуровской структуры предполагается в среднедевонско-нижнефранском карбонатно-терригенном комплексе и верхневизейско-нижнебашкирском карбонатном комплексе;

Объектами подсчета подготовленных ресурсов УВ приняты терригенные отложения тимано-пашийского, воробьёвского и клинцовского горизонтов, и карбонатные мосоловского, клинцовского, бийского и койвенского горизонтов. Прогнозируемые залежи ожидаются пластовыми, сводовыми, тектонически экранированными.

Целевое назначение поискового бурения - открытие залежей нефти и газа, промышленная оценка запасов по категориям  $C_2$  и частично  $C_1$  и выбор первоочередных объектов для разведки.

Геологические задачи на стадии поисковых работ:

- вскрытие перспективных горизонтов;
- подтверждение модели строения изучаемой структуры;
- изучение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов;
- определение эффективных нефтегазонасыщенных толщин;
- изучение физико-химических свойств нефтей, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях;
- установление коэффициентов продуктивности скважин и их добывных возможностей;
- предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям  $C_2$  и  $C_1$ .

Общие исследования в поисково-оценочной скважине, предназначенные для общего литолого-стратиграфического расчленения разреза, выполняются в масштабе 1:500 по всему стволу скважины в объеме следующих методов:

- стандартный каротаж (КС 2,25м + ПС);
- боковой каротаж (БК);
- гамма-каротаж + нейтронный гамма-каротаж РК (ГК+НГК);
- акустический каротаж;

Для оценки геометрии ствола и положения скважины в пространстве:

- профилометрия (ДС) - измерение диаметра скважины;
- инклинометрия (ИС) с точками замера через 20м;
- резистивиметрия (Рез) для определения удельного электрического сопротивления жидкости, заполняющей скважину;
- термометрия (Терм) - для изучения естественных и искусственных тепловых полей в скважине.

Детальные исследования, предназначенные для выделения коллекторов, определения их типа и оценки параметров, выполняются в масштабе 1:200 в перспективных объеме следующих методов (помимо методов общих исследований):

- боковое каротажное зондирование (БКЗ),
- индукционный каротаж (ИК),
- микрокаротаж (МК),
- боковой микрокаротаж (БМК),
- гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-П),

Следующие методы предназначены для оценки технического состояния скважины:

- акустическая цементометрия в масштабе 1:500 для изучения качества цементирования колонн.
- термометрия (ОЦК) – отбивка цементного кольца электротермометром для определения высоты подъема цемента. В кондукторе ОЦК проводится при не выходе цемента на поверхность.

ВСП (НВП) выполняется по всему стволу в рекомендуемой скважине после окончания бурения с целью изучения скоростной характеристики разреза, изучения волнового поля отражённых волн и его привязки к опорным горизонтам.

Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований бурящихся скважин и предназначены для осуществления контроля процессов, происходящих в скважине на всех этапах ее строительства. С помощью станции ГТИ планируется осуществлять регистрацию прямых признаков нефтегазоносности и газовый каротаж. Проводимые в процессе проводки скважин геолого-технологические исследования включают регистрацию параметров бурового раствора и режимов бурения, отбор и изучение литологии образцов шлама.

В качестве методов гидродинамических исследований с целью определения коллекторских и фильтрационных свойств продуктивных и водоносных пластов предусматривается следующий комплекс исследований:

- замеры начального пластового давления;
- регистрация глубины статического уровня;
- измерение пластовой температуры;
- определение газового фактора;
- отбор проб пластовых флюидов на физико-химический анализ;
- определение фильтрационных свойств пласта по кривым восстановления давления (уровня);
- определение фильтрационных и добывных свойств по индикаторным кривым, для чего в фонтанирующих скважинах исследования проводятся не менее чем на четырех режимах.

Основные задачи лабораторного исследования керна – определение следующих подсчетных параметров:

- коэффициент пористости;
- коэффициент проницаемости;
- коэффициент нефтегазонасыщенности;

- обоснование коэффициента извлечения нефти (КИН);
- обоснование зависимостей ГИС - керн.

Образцы керна подвергаются комплексному исследованию. Образцы керна всех литологических разностей направляется на палеонтологический, палинологический (споро-пыльцовый), петрографический, геохимические (в том числе люминисцентно-битумологический), спектральный и рентгено-структурный анализы и на определение коллекторских (физических) свойств. Предусмотрено определение карбонатности. Карбонатные породы и аргиллиты будут подвергнуты микрофаунистическим и палинологическим исследованиям, а терригенные - минералогическим. При обнаружении в керне фаунистических остатков удовлетворительной сохранности предусматривается определение микрофауны. Газо- и нефтенасыщенные породы, законсервированные сразу после подъема керна, исследуются для определения величины газонефтенасыщенности, остаточной водонасыщенности, состава газов и нефтей.

По результатам поисково-оценочного бурения, в случае получения промышленных притоков, будет произведена оценка запасов промышленных категорий, определены типы выявленных залежей, их промышленная значимость, необходимость проведения разведки, а также корректировка и определение направлений дальнейших поисковых работ в данном районе.

### **Заключение**

Анализ результатов сейсморазведочных работ, совместно с материалами глубокого бурения на соседних месторождениях в аналогичных структурных условиях, позволяет прогнозировать на Восточно-Кочкуровской структуре залежи газа и газоконденсата в средне-верхнедевонских и среднекаменноугольных отложениях, по аналогии с установленной промышленной нефтегазоносностью на соседних Краснокутском, Западно-Ровенском, Непряхинском, Мечеткинском и др. месторождениях.

С целью получения промышленных притоков УВ из нефтегазоперспективных отложений в пределах Восточно-Кочкуровской структуры рекомендуется заложение одной поисково-оценочной скважины №2 ВК с проектной глубиной 4550 м и проектным горизонтом – вязовский эмсского яруса.

Для достижения выше поставленных задач рекомендуется проведение в проектной скважине полного комплекса геофизических исследований: отбор керна, шлама, опробование, испытание и др.

Бурение скважины позволит, возможно, подтвердить, уточнить строение подготовленной структуры, подтвердить или опровергнуть перспективность ловушек на наличие УВ флюидов в выделенных интервалах, перевести подготовленные ресурсы в запасы промышленных категорий  $C_2$  и  $C_1$ , а также наметить дальнейшие геологоразведочные работы на исследуемой территории.