

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 постановки
поискового бурения на Юго-Западной и Графовской структурах
(Карпенского лицензионного участка)**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 6 курса, 611 группы заочной формы отделения
геологического факультета
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»
специализация «Геология нефти и газа»
Семенова Максима Владимировича

Научный руководитель
доктор геол.–мин. наук, профессор _____ И.В. Орешкин
подпись, дата

Зав. кафедрой
доктор геол.–мин. наук, профессор _____ А.Д. Коробов
подпись, дата

Саратов 2022

Введение

В настоящее время в Прикаспийской нефтегазоносной провинции в нефтегазопроисловых работах основной упор делается на открытие новых месторождений нефти и газа, связанных с подготовленными сейсморазведкой объектами по отражающим горизонтам девона и карбона. Таким объектом является Георгиевская структура, подготовленная по результатам сейсморазведочных работ МОГТ-2Д в 2017 г. По отражающим горизонтам (ОГ) nC_{1bb} , nC_{1up} в пределах южной части Тамбашинского лицензионного участка (ЛУ) в 2017г.

В качестве такой территории можно рассматривать Южно-Ершовский блок куда входит Карпенский лицензионный участок.

В 2008 г. на Карпенском лицензионном участке по результатам интерпретации сейсмического материала МОГТ -3Д и МОГТ -2Д подготовлены Юго-западная и Графовская структуры.

В административном отношении Юго-Западная и Графовская структуры находится на территории Федоровского и Ершовского районов Саратовской области.

Дипломная работа состоит из введения, 4 глав, заключения и содержит 47 страниц текста, 1 рисунок, 3 таблицы, 5 графических приложений. Список использованных источников включает 12 наименований.

Основное содержание работы

С 1996 г. по 2002 г. работы в районе Карпенского участка, куда входит Графовская площадь, проводились ЗАО «ЛУКОЙЛ-Саратов» и ТПП «Саратовнефтедобыча». За период 1996-2001 гг. отработано более 1740 пог. км сейсмических профилей МОГТ, выполнены электроразведочные работы в объёме 595 пог. км (из них 335 пог. км методом ЗС и 260 пог. км методом ВП). Все работы проектировались и велись с целью подготовки перспективных на УВ объектов по подсолевым отложениям.

В 2006 – 2007 гг. в пределах Южно-Ершовского блока ОАО “Саратовнефтегеофизика” и ОАО «Волгограднефтегеофизика» выполнены сейсморазведочные работы МОГТ -3D на площади 100 км².

В 2008 г. обработка и интерпретация сейсмического материала МОГТ -3D (100 км²) и МОГТ -2D (19,2 пог.км)

Юго-Западной и Графовской структуры можно отнести к разряду изученных достаточно детально. На лицензионном участке проведены сейсморазведочные работы МОГТ 2D в объеме 2240 пог.км, что составляет плотность профилей в 1,5 км/кв.км.

Юго-западная и Графовская структуры подготовлены к глубокому бурению сейсморазведкой МОГТ 3D по отражающим горизонтам: кровля тиманско-пашийский отложений, P₃; кровля фаменского яруса, D_{3fm}; подошва серпуховского яруса, P_{2s}; кровля прикамского горизонта, P_{2bs}; подошва филипповского горизонта, P_{2fl}; кровля иреньского горизонта Ip, и подошва татарского отдела – P₁.

В геологическом строении изучаемой структуры принимают участие девонская, каменноугольная, пермская, триасовая, юрская, меловая, палеогеновая, неогеновая и четвертичная системы.

Девонская система представлена верхним отделом фаменским ярусом. Породы девонской системы (тиманский-пашийский горизонты и фаменский ярус) представлены известняками и доломитами плотными, мелкокристаллическими. Толщина 305 м.

Каменноугольная система представлена турнейским, визейским, серпуховским, башкирским и московский ярусами, которые представлены в известняками серыми, плотными, крепкими, мелкокристаллическими, трещиноватыми, кавернозными; аргиллитами серыми, темно-серыми, плотными; доломитами серыми, плотными, крепкими, песчаниками светло-серыми, кварцевыми, средне - и мелкозернистыми, алевролиты серые; глины зеленовато-серые до черных, плотные, слоистые. Толщиной 1110 м.

Пермская система сложена приуральским отделом и представлена известняками и доломитами. Толщиной 3100 м.

Мезозойская эратема представлена триасовой, юрской и меловой системами, которые сложены терригенными породами пестроцветной толщей глин с прослоями песчаников и аргиллитов. Толщиной до 540 м.

Кайнозойская эратема представлена палеогеновой, неогеновой и четвертичной системами. Породы этих систем представлены песками кварцевыми, глинистыми, глинами плотными песчанистыми, суглинками разнозернистым и грубообломочным материалом. Толщиной 360 м.

Строение разреза Юго-западной и Графовской структур сложное, с различными стратиграфическими перерывами в осадконакоплении терригенных и карбонатных пород. В процессе геологического развития изучаемой территории периодически складывались благоприятные условия для формирования пород-коллекторов и флюидоупоров. Коллекторами являются карбонатные породы и пластовый тип резервуаров в девонских и каменноугольных отложениях.

В тектоническом отношении Юго-западная и Графовская структуры расположены в северо-западной части Прикаспийской впадины на Южно-Ершовском приподнятом блоке [1].

В пределах рассматриваемой территории Южно-Ершовского блока выделяются две перспективные структуры: Юго-западная и Графовская [3].

По отражающему горизонту P_3 , в направлении с севера на юг картируется моноклиналиное падение пластов от абсолютной отметки минус 4100 м до минус 5800 м. В пределах рассматриваемой территории Южно-Ершовского блока выделяются две области: северная приподнятая, морфологически более контрастная и южная погруженная слабодифференцированная с абсолютными отметками от минус 5150 м до минус 5800 м, разделяемые флексурным перегибом субширотного простирания.

В северо-восточной части северной области в направлении с юго-востока на северо-запад трассируется тектоническое нарушение сбросового типа с

амплитудой от 150 м до 350 м. Северная гипсометрически приподнятая область осложнена тремя значимыми по размерам локальными поднятиями. Первое Юго-западное поднятие (западное) оконтуривается изогипсой минус 4900 м и имеет размеры 4,7 км x 1,8 км с амплитудой около 250 м. Размеры Графовой структуры восточного поднятия в пределах оконтуривающей изогипсы минус 5000 м составляют 3,8 км x 1,5 км при амплитуде порядка 100 м. Данное поднятие осложнено тремя вершинами с оконтуривающими изогипсами минус 4950 м.

Северное поднятие оконтуривается изогипсой минус 4800 м и в ее пределах имеет размеры 2 x 1,5 км и амплитуду около 75 м.

На севере рассматриваемой площади закартирована обширная приподнятая зона, оконтуриваемая изогипсой минус 4700 м и раскрывающаяся в северном направлении. Ее видимые размеры составляют 8,5 x 4,5 км при амплитуде 600 м.

По отражающему горизонту D_{3fm} , также выделяются северная гипсометрически приподнятая и южная погруженная области, разделяемые флексурным перегибом субширотного простирания, несколько смещенным к югу. Графовой структуры осложнена тремя значимыми по размерам локальными поднятиями и северная незамыкающаяся в северном направлении приподнятая зона. Размеры восточного поднятия по оконтуривающей изогипсе минус 4800 м составляют 3,2 x 1 км с амплитудой порядка 70 м. Северное поднятие оконтуривается изогипсой минус 4650 м и имеет размеры 2,2 x 1,7 км при амплитуде около 75 м. Видимые размеры северной приподнятой зоны в пределах оконтуривающей изогипсы минус 4550 м равны 8,5 x 4,5 км с амплитудой до 650 м. В северо-восточной части площади также картируется тектоническое нарушение юго-восточно - северо-западного направления с амплитудой 100-400 м.

Юго-западное (западное поднятие) в пределах оконтуривающей изогипсы минус 4700 м имеет размеры 3,5 x 1,5 км и амплитуду около 220 м.

По отражающему горизонту P_{2bs} , в пределах северной области, отделяемой флексурным перегибом от южной, выделяется крупная по амплитуде и площади приподнятая зона, ориентированная в направлении с юго-востока на северо-запад. По периферии данная зона осложнена небольшими локальными поднятиями. Выделяемые на юге два поднятия оконтуриваются изогипсами минус 3600 м и минус 3650 м. В их пределах первое поднятие имеет размеры 2,5 x 0,75 км и амплитуду около 50 м. Размеры второго куполовидного поднятия составляют 1,5 x 1,0 км при амплитуде по изогипсе минус 3650 м порядка 70 м. Северо-восточное поднятие оконтуривается изогипсой минус 3350 м, в пределах которой его размеры равны 2,25 x 1 км с амплитудой около 70 м. На севере описываемая приподнятая зона осложнена поднятием с оконтуривающей изогипсой минус 3250 м, в пределах которой его размеры составляют 3,5 x 2,5 км с амплитудой 75 м.

Графовская структура, по отражающему горизонту P_{2bs} представляет собой обширную гипсометрически приподнятую зону, оконтуриваемую изогипсой минус 3800 м и имеющей амплитуду 650 м ее размеры составляют соответственно 12,5 x 7 км и 650 м. С северо-востока данная зона ограничена тектоническим нарушением с амплитудой 250-350 м.

Юго-западная структура представляет собой поднятие унаследованного развития, размеры и амплитуда которого вверх по разрезу уменьшаются соответственно 2,75 x 1,1 км и от 250 м до 150 м.

Южно-Ершовский блок расположен в Прикаспийской нефтегазоносной провинции и входит в состав Карасальско-Алтатинского нефтегазоносного района северной нефтегазоносной области [2].

Нефтегазоносность отложений надсолевого мегакомплекса в Саратовской области установлена на Карпенском лицензионном участке и на прилегающих к нему территориях. Все выявленные в пределах и вблизи южной части Карпенского участка месторождения нефти и газа и прямые признаки

нефтегазоносности связаны с карбонатно-терригенными комплексами триаса, юры и мела в структурах облекания соляных куполов и карнизов.

Близость расположения структур к открытым газовым и газоконденсатным месторождениям: Карачаганак, Тенгиз и Астраханское и др., которые находятся в аналогичных структурно-геологических условиях, говорит о перспективности их в верхнедевонского, нижнебашкирско-верхневизейского и нижнепермского возрастов.

В пределах шельфовых карбонатных платформ верхнедевонского, нижнебашкирско-верхневизейского и нижнепермского возрастов, южная граница которых уверенно трассируется по флексурному перегибу, наиболее подготовлены к поисковому бурению две структуры: Графовская и Юго-западная. Учитывая большие глубины залегания подсолевых отложений, высокие значения пластовых давлений и температур и преобладание в подсолевом комплексе пород газоконденсатных скоплений близость расположенных газовых и газоконденсатных месторождений Карачаганак, Тенгиз и Астраханское и др., в прогнозируемых залежах УВ предполагается газоконденсатный характер насыщения. По типу природных резервуаров предполагаемые залежи УВ относятся к массивно-пластовым.

Суммарные извлекаемые перспективные ресурсы свободного газа и конденсата по Графовой структуре составляют соответственно – 42333 млн.м³ и 5927 тыс.т., по Юго-западной структуре составляют соответственно – 22333 млн.м³ и 3927 тыс.т.

Целевое назначение поискового бурения - открытие месторождений УВ, оценка промышленной значимости, подсчет запасов по категориям С₁ и С₂ и обоснование необходимости проведения разведочного этапа [3].

Исходя из выявленных ранее нефтяных и газоконденсатных залежей на выше перечисленных месторождениях рекомендуется заложить 3 поисково-оценочных скважин.

Скважина №1 закладывается в куполе Юго-западной структуры, с проектной глубиной - 5250 м и проектным горизонтом – нижнефранским

подъярусом, на участке высокоамплитудной аномалии, связываемой с прямым эффектом от залежи УВ, с задачей выявления залежей УВ в отложениях среднего, нижнего карбона и, возможно, верхнего девона.

Скважина №2 закладывается на восточном куполе Графовой структуры, с проектной глубиной - 5250 м и проектным горизонтом – нижнефранским подъярусом, на участке высокоамплитудной аномалии, связываемой с прямым эффектом от залежи УВ, с задачей выявления залежей УВ в отложениях среднего, нижнего карбона и, возможно, верхнего девона.

Скважина №3 закладывается на северном куполе Графовой структуры, с проектной глубиной - 5250 м и проектным горизонтом – нижнефранским подъярусом, на участке высокоамплитудной аномалии, связываемой с прямым эффектом от залежи УВ, с задачей выявления залежей УВ в отложениях среднего, нижнего карбона и, возможно, верхнего девона.

Для решение поставленных геологических задач предусматривается:

- отбор керна, шлама, проб нефти, газа, конденсата, воды и их лабораторное изучение;
- геофизические исследования скважин и их качественная и количественная интерпретация;
- геохимические, гидродинамические, гидрогеологические и другие виды исследований скважин в процессе бурения и опробования.

В результате проведения рекомендованных поисково-оценочных работ будут оценены запасы категорий C_1 и C_2 и определена необходимость дальнейших разведочных работ.

Заключение

На основании анализа литологических, структурных, гидрогеологических критериев и прямых признаков нефтегазоносности, установленных на месторождениях Северной бортовой зоны Прикаспийской впадины сделан вывод о наличии благоприятных условий для формирования залежей, а также непроницаемых флюидоупоров, для сохранения скоплений углеводородов. Наиболее подготовленным объектом для постановки поискового бурения здесь являются Юго-западная и Графовская структуры. Перспективы обнаружения залежей УВ на этих структурах прогнозируются в каменноугольные и верхнедевонские карбонатных отложениях по аналогии с уникальными месторождениями Карачаганак, Тенгиз и Астраханское и др..

С целью оценки нефтегазоносности подсолевого комплекса Юго-западной и Графовской структур рекомендуется заложение трех поисково-оценочных скважин №№1, 2, 3 с проектными глубинами - 5250 м с проектным горизонтом – нижнефранский подъярус. Для решения задач по оценке нефтегазоносности структур в поисково-оценочных скважинах необходимо провести ГИС, ГТИ, отбор керна, шлама и др.

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

Список использованных источников

1. Замаренов, А.К. и др. Седиментационные модели подсольевых нефтегазоносных комплексов Прикаспийской впадины./ А.К. Замаренов, М.Г. Шебалдина, и др. М.: Недра, 1986.-135с.
2. Справочник «Нефтегазоносные провинции СССР» Москва. «Недра» 1983. – 360с.
3. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. Приложение 1, приказа МПР России от 07.02.2001г., №126