

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»

«Геологическое обоснование доразведки в процессе эксплуатации
Карпенского месторождения (Саратовская область)»

Автореферат дипломной работы

Студента 6 курса, 611 группы
21.05.02 специальности прикладная геология
заочного обучения
геологического ф-та
Жукова Дмитрия Евгеньевича

Научный руководитель

кандидат. г.-м.н., доцент

В.М. Мухин

подпись, дата

Зав. кафедрой

доктор. г.- м.н., профессор

А.Д.Коробов

подпись, дата

Саратов 2017

Введение

Карпенское нефтегазоконденсатное месторождение входит в Бортовой лицензионный участок Саратовской области и находится в левобережье р. Волги на территории Краснокутского района.

По нефтегеологическому районированию Карпенское месторождение расположено в пределах Нижне-Волжской нефтегазоносной области в составе Волго-Уральской НГП.

По оценкам специалистов, Волго-Уральская НГП является одной из наиболее важных нефтеносных провинций России. На нее приходится 14% начальных суммарных ресурсов нефти России, 42% накопленной добычи нефти и по этим показателям она занимает 2-е место в России после Западно-Сибирской провинции.

В последние десятилетия сырьевая база Волго-Уральской НГП характеризуется ухудшением качества запасов, что связано с опережением отбора запасов нефти из высокопродуктивных залежей. Добыча нефти и газа в провинции находится на стадии естественного падения. В режимах с падающей добычей восполнение минерально-сырьевой базы возможно за счет уточнения строения и доразведки уже открытых залежей и месторождений.

Карпенское нефтегазоконденсатное месторождение является одним из таких месторождений, где есть резервы для увеличения запасов нефти, газа и конденсата промышленных категорий. Исследования месторождений, на которых за счет доразведки возможно увеличение промышленных категорий запасов являются актуальными.

Целями представленной дипломной работы является изучение и анализ результатов поискового и разведочного бурения на Карпенском месторождении, оценка степени изученности бурением и опробованием залежей и обоснование доразведки продуктивных пластов Карпенского месторождения. Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- сбор геолого-геофизических материалов по объекту изучения;
- обобщение и анализ материалов о геологическом строении и нефтегазоносности исследуемого участка;
- анализ структурных планов по отражающим горизонтам
- построение дополнительных графических материалов;
- разработка рекомендации по заложению разведочных скважин.

Объектом изучения являются пласты К1, К2-1 Карпенского нефтегазоконденсатного месторождения.

Дипломная работа основана на анализе, систематизации, обобщении фактического материала (материалы сейсморазведки, результаты бурения и испытания поисковых, разведочных скважин, материалы лабораторных исследований керна, шлама, флюидов) фондовых источников, в которых рассматриваются вопросы геологического строения и нефтегазоносности района расположения Карпенского месторождения.

Дипломная работа состоит из 5 глав, введения, заключения и содержит 44 страницы текста, 3 рисунка, 2 таблицы, 1 текстовое и 7 графических приложений. Список использованных источников включает 12 наименований.

Основное содержание работы

Датой открытия месторождения является 1972 г, когда в скважине № 13 при испытании (инт. 1660-1680 м) на 3 мм штуцере был получен приток газа дебитом 11,9 тыс. м³/сут. И нефти дебитом 4,9 т/сут. [1]

Историю геологического изучения Карпенского месторождения условно можно разделить на три этапа.

Первый из них включает, в основном, геофизические работы на обширной территории Заволжья.

Этими работами впервые был протрассирован борт Прикаспийской впадины на участке Красный Кут – Озинки.

Второй этап 1963-1971 гг. характеризуется широким применением сейсморазведки КМПВ и профильного бурения с целью картирования поверхности кристаллического фундамента и нижнепалеозойских отложений.

Важным фактором для дальнейшей разведки площади было выявление в 1968 году геохимической съемкой зон с повышенным содержанием углеводородных газов, что свидетельствовало о перспективности района в нефтегазоносном отношении.

Дальнейшими детальными работами сейсмопартии 17-70-71 по подошве соленосной толщи было подготовлено под глубокое бурение Восточно-Карпенское поднятие [3].

В результате опробования скважины № 13 на Карпенской площади в 1971 году были получены притоки газа и нефти из подсолевых нижнепермских отложений. Это явилось началом третьего этапа в изучении площади, связанное с интенсивным разбуриванием площади сеткой глубоких и структурных разведочных скважин по системе взаимно пересекающихся профилей.

Всего по состоянию на 1.09.2009 г. на Карпенской площади пробурено 33 скважины общим метражом 83714 м. Из них четыре структурно-поисковые (скв. №№ 5, 6, 33, 39), 15 поисковых (скв. №№ 7, 8, 9, 11, 12, 13,

14, 15, 16, 17, 21, 22, 23, 32, 40) , 7 разведочных (скв. №№ 18, 19, 21, 27, 31, 49, 52) , одна - параметрическая (скв. № 34) и шесть эксплуатационных (скв. №№ К1-10, 5Д, К1-7, К1-9, К1-16 и 12Д) [2].

В результате разведки установлена газонефтяная залежь в пласте K_1 , газонефтяная залежь в пласте K_2^2 (район скв. № 17) и нефтяные залежи в пластах K_2^2 (район скв. № 21) и K_3 (район скв. № 17).

По итогам всех геолого-геофизических работ было составлено представление об изучаемой территории, геологическом строении осадочного чехла и его вещественном составе.

В геологическом строении Карпенского месторождения (по данным глубокого бурения) принимают участие стратиграфические комплексы палеозойского и мезокайнозойского возраста, от кыновско-пашийских отложений франского яруса верхнего девона до четвертичных отложений.

Породы кристаллического фундамента на Карпенском месторождении бурением не вскрыты. Самыми древними породами, вскрытыми на Карпенском месторождении в скважинах №№ 5 и 13, являются среднекаменноугольные.

Самая глубокая скважина №5 в контуре месторождения остановлена в черемшанских отложениях верхнебашкирского подъяруса с забоем 4001м.

В строении осадочного чехла Карпенского месторождения принимают участие отложения девонской, каменноугольной, пермской, юрской, меловой, неогеновой и четвертичной систем.

При этом последними палеонтологическими исследованиями [4] установлено, что подошва кунгурского яруса отбивается по подошве соленосной толщи, которая служит стратиграфическим репером – соответствует отражающему горизонту pP_1^k . Вся же карбонатно – сульфатная толща, залегающая под соленосной и вмещающая продуктивные доломиты пластов K_1 , K_1-2 , K_2-2 и K_3 , относится к верхам артинского яруса, а не кунгурского, как это принималось ранее.

Анализируя литолого-стратиграфическое строение, можно сделать вывод, что разрез Карпенского месторождения является сложным. В разрезе отмечается чередование терригенных и карбонатных отложений, а также присутствие галогенных отложений в кунгурском ярусе перми, невыдержанность по литологическому составу и изменчивые толщины, есть перерывы в осадконакоплении, например, триасовая система представлена лишь нижним отделом, отсутствуют отложения нижнего отдела юрской системы, также отсутствуют отложения эоцена и олигоцена палеогеновой системы. Выделяются песчано-алевритовые породы, известняки и доломиты, являющиеся коллекторами. Флюидоупорами служат галиты, ангидриты, глины.

В региональном тектоническом плане Карпенское месторождение расположено в Саратовском Заволжье в пределах бортовой зоны Прикаспийской впадины. Строение этой зоны чрезвычайно сложное. Район месторождения приурочен к внешней части бортовой зоны и его геоструктура во многом обусловлена становлением и длительным развитием Прикаспийской впадины.

На структурной карте, построенной по кровле основного продуктивного пласта K_1 , поднятие представляет собой складку брахиантиклинального типа, вытянутую в северо-восточном направлении. С юга поднятие ограничено бортовым уступом, возможно являющимся сбросом на этом участке.

Юго-западная периклиналь поднятия осложнена куполом в районе скважины № 17.

Размеры складки по замыкающей изогипсе «-1630» м равны: по длинной оси 13,5 км, по короткой – 3,0-1,75 км.

Амплитуда поднятия 55 м.

Углы падения северного крыла составляют 3° , восточной и западной периклиналей – до 1° .

Размеры основного купола в районе скважин №№ 12, 22, 39 по замыкающей изогипсе –«-1590» м составляют 4,5 км x 1,25 км, купола в районе скважины № 17 – по той же изогипсе – 3,4 км x 0,4 км.

Между собой купола разделены небольшой седловиной.

Строение поднятия по подошве соленосной толщи артинского яруса в общих чертах повторяет структурный план пласта K_1 .

На структурной карте по подошве соли выделяются три купола в районе скважин №№ 12, 17, 22. Район скважины № 17 оказывается наиболее приподнятым и здесь отмечаются максимальные мощности от подошвы соли до кровли продуктивного пласта K_1 .

По данным опробования выявлены три локальные залежи в районе скважины № 17 (пласт K_2^2 и пласт K_3) и в районе скважины № 21 (пласт K_2^1).

По промыслово-геофизическим данным эти пласты в остальных скважинах не прослеживаются. По-видимому, залежи приурочены к линзам доломит-ангидритовых пород-коллекторов, запечатанных чистыми ангидритами.

В тектоническом отношении они располагаются в сводовых и присводовых частях структуры.

По нефтегеологическому районированию Карпенское месторождение расположено в пределах Нижне-Волжской нефтегазоносной области, расположенной в северо-западной части прибортовой зоны Прикаспийской впадины. Газонефтяные залежи выявлены в пласте K_1 и K_2^2 (район скв. № 17), нефтяные залежи в пласте K_2^1 (район скв. № 21) и в пласте K_3 (район скв. № 17).

Газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой (K_1)

По данным исследования керна в скважинах №№ 5, 5Д, 16, 27 пласт представлен доломитом (темно-серым, сильно известковистым, с включением линз ангидрита, неравномерно выщелоченным, кавернозным, трещиноватым), а также известняком (от темно-серого до светло-серого, доломитизированным, с включениями кальцита, органогенно-детритовым,

органогенно-обломочным, с мелкими обломками макрофауны плохой сохранности, участками битуминизированным, неравномерно-пористым до сильно-пористого, кавернозным) с открытой пористостью от 3,7% до 24% [10]. Продуктивность пласта K_1 установлена впервые опробованием скважины № 13, в которой после перфорации интервала 1662,0-1700,0

(-1598,9-1636,9) получен приток газа с нефтью. Дебит газа составил 51,4 тыс.м³/сутки, дебит нефти 24,1 т/сутки на 6 мм штуцере.

В дальнейшем продуктивность пласта K_1 была подтверждена опробованием скважин №№ 12, 17, 19, 22, 27, 39, в которых получены притоки газа с конденсатом, и скважин №№ 5 и 18, в которых получены притоки нефти с газом и пластовой водой.

Таким образом, в результате опробования скважин в пласте K_1 артинского яруса установлена газовая залежь с нефтяной оторочкой в западной части месторождения.

Чисто газовая зона (ЧГ) залежи K_1 имеет следующие размеры: длина – 9,8 км, ширина – 1,8 км, этаж газоносности 37 м.

Нефтяная оторочка характеризуется отсутствием чисто нефтяной зоны и подразделяется на газонефтяную (ГН), газонефтеводную (ГНВ) и водонефтяную (ВН) зоны.

Ширина нефтяной оторочки изменяется от 0,9 км в западной части месторождения до 1 км в восточной.

Этаж нефтеносности – 8 м.

Средние значения показателей: средняя открытая пористость по керну в пласте K_1 по 28 образцам составляет 13,8%; средняя проницаемость по 27 образцам – 21,02 мД; средняя нефтенасыщенность по 24 образцам – 12,3%.

По промысловым данным проницаемость газонасыщенных коллекторов колеблется от 1,24 мД до 38,1 мД.

Пористость в нефтяной оторочке по данным ГИС (5 скважин) изменяется от 0,094 до 0,185, газонасыщенность от 0,814 до 0,855, проницаемость от 3 до 20 мД.

Положения межфлюидных контактов приняты по результатам опробования с привлечением данных ГИС. Газонефтяной контакт принят на абс. отметке – 1620,9м, водонефтяной контакт на абс. отметке – 1625,5м[2].

Залежь нефтегазовая, пластовая, сводовая, в южной части литологически-экранированная, с нефтяной оторочкой, которая в свою очередь оконтуривается краевыми водами.

Залежи пластов К2-1, К2-2 и К3 выявлены по разрезу выше пласта К1, имеют линзовидное строение, по морфологии ловушки отнесены к литологически ограниченными.

Нефтяная залежь пласта К₂¹

Залежь литологически ограниченная линзовидного строения, в контуре нефтеносности пробурена одна скважина [2].

При опробовании скв. № 21 в интервале перфорации 1695,0-1704,0 м (-1612,1-1621,1 м”) получен приток нефти с растворенным газом. На 4 мм штуцере дебит нефти составил 37 м³/сутки, дебит газа – 59,1 м³/сутки.

В скважинах №№ 5, 18 и 28 выделены коллектора, продуктивные по ГИС.

В остальных скважинах коллекторы пласта К₂¹ отсутствуют.

Таким образом, в скважинах № 21, 5, 18 и 28 вскрыта залежь литологически-экранированная со всех сторон и представляющая собой линзу, полностью насыщенную нефтью и растворенным газом.

Коллектор предположительно представлен доломитом, керном пласт не охарактеризован [2].

Средневзвешенная по площади эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 2,56 м. Коэффициент песчаности равен 0,41.

Размеры залежи: длина 4 км, ширина – 4 км, этаж нефтеносности – 50 м.

Из нижнепермских продуктивных отложений керн отобран в 10 скважинах. По продуктивной части разреза на месторождении пройдено с отбором керна 109,6 м, суммарный вынос керна составил 81,42м или 74% к проходке [4].

Как следует из имеющихся данных, анализы кернa очень малочисленны, к тому же большая часть образцов приходится либо на непродуктивные скважины (№ 16), либо на неколлекторскую часть (скв. К1-10).

В результате, несмотря на значительное количество пробуренных поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин и изученность сейсморазведкой, некоторые детали геологического строения месторождения остались не выясненными. А именно, не достаточно изучены коллекторские свойства по залежи основного продуктивного пласта К₁ по керну, не доказана промышленная продуктивность залежей по категории С₂, достоверно не установлены границы продуктивных залежей, особенно, в восточной части месторождения.

На основании вышелоизложенных данных мною сделан вывод о необходимости проведения доразведки в восточной, северо-восточной и западной части месторождения по продуктивному пласту К₁. Рекомендуется бурение разведочно-эксплуатационной скважины на склоне свода в восточной части (скважина №50Р), разведочно-эксплуатационной скважины в северо-восточной части свода (скважина №51Р), и еще разведочно-эксплуатационной скважины в западной части месторождения (скважина №52Р).

Целью бурения скважин №№50Р,51Р является вскрыть и опробовать пласт К₁. Причем данные скважины должны вскрыть и газовую залежь, и нефтяную оторочку, что позволит в будущем добывать и газ и нефть, при переводе скважин в эксплуатационные. Обе скважины необходимо пробурить до глубины 1800 м, чего должно быть достаточно для прохождения интересующего нас продуктивного слоя К₁ на полную мощность.

Ожидаемый прирост запасов нефти из нефтяной оторочки категории С₁ по пласту К₁ 864/180 тыс. т.

Разведочно-эксплуатационную скважину №52Р рекомендуется заложить в западной части месторождения. Она по расчетам должна вскрыть сразу два

продуктивных пласта. Она позволит лучше изучить нефтяную залежь К2-1, в том числе уточнить зону возможного выклинивания пласта, уточнить ВНК, а также способствует переводу запасов из категории С2 в С1 по пласту К2-1. Кроме того ниже пласта К2-1 скважина должна вскрыть газоконденсатную залежь пласта К1, что также послужит накоплению знаний по данному продуктивному пласту, а в будущем позволит добывать из скважины и нефть и газ и конденсат. Здесь есть возможность изучить сразу два продуктивных пласта Карпенского месторождения (К1,К2-1).

Ожидаемый прирост запасов нефти категории С₁ по пласту К2-1 972/407 тыс. т.

Для изучения литологического состава и коллекторских свойств пласта, выделения в разрезе нефтеносных и водоносных горизонтов планируется провести в проектируемых скважинах геологические, геофизические и гидрогеологические исследования, а именно планируется отбор керн в интервалах продуктивных пластов К1, К2-1 представляющих особый интерес на месторождении. Лабораторные исследования керн позволят определить литологические характеристики пластов, физических свойств пластов-коллекторов, значения эффективных нефтенасыщенных толщин.

В процессе бурения проектируемых скважин необходимо провести полный комплекс ГИС, а именно: БК (боковой каротаж), РК (радиоактивный каротаж), АК (акустический каротаж), кавернограмма, БКЗ (боковое каротажное зондирование), инклинометрия, ИННК (импульсный нейтрон-нейтронный каротаж), индукционный каротаж. Произвести испытания необходимо в открытом стволе в интервале абсолютных отметок -1600 – 1650 м. Все проектируемые скважины, в период эксплуатации будут использоваться как эксплуатационные, и позволят существенно увеличить добычу нефти, газа и конденсата на месторождении. Конструкция скважин должна предусматривать последующий их перевод в эксплуатацию.

Проводка скважины должна сопровождаться контролем станции ГТИ.

Заключение

Анализ материалов по геологическому строению и нефтегазоносности Карпенского месторождения, собранных и изученных в процессе выполнения дипломной работы, позволяет сделать следующие выводы:

1. Не достаточно изучены коллекторские свойства по залежи основного продуктивного пласта K_1 по керну, не доказана промышленная продуктивность залежей по категории C_2 , достоверно не установлены границы продуктивных залежей, особенно, в восточной части месторождения;
2. Не достаточно изучена нефтяная залежь K_2-1 ;
3. Перспективы извлечения запасов промышленных категорий на месторождении не исчерпаны, так как велика доля запасов категории C_2 .

С учетом вышесказанного, преждевременно говорить о полном завершении разведочного этапа на Карпенском месторождении. Рекомендуется бурение разведочно-эксплуатационной скважины на склоне свода в восточной части (скважина №50Р), разведочно-эксплуатационной скважины в северо-восточной части свода (скважина №51Р), и еще разведочно-эксплуатационной скважины в западной части месторождения (скважина №52Р). Все скважины необходимо пробурить до глубины 1800 м.

В процессе бурения проектируемых скважин необходимо провести полный комплекс ГИС, а также отбор керна в интервалах продуктивных пластов.

Данные виды работ позволят более тщательно изучить наиболее перспективные залежи Карпенского месторождения, а также увеличить прирост запасов нефти категории C_1

Список использованных источников

1. Григорьева В.А. Отчет по пересчету запасов нефти и газа Карпенского нефтегазового месторождения (Саратовская область, Краснокутский район) по состоянию на 01.05.2006 г., в 4-х томах, ООО «Ненецкий НИПИнефть», г.Москва,2006.
2. Былинкина В.Н. Оперативный пересчет запасов нефти, газа и конденсата Карпенского месторождения по состоянию на 01.09.2009г. в 2-х томах, ООО «ДИАЛЛ-АЛЬЯНС», г.Саратов, 2009.
3. Натеганов А.П. и др. Отчет о работах Карпенской сейсмопартии 0970. Фонды НВНИИГГ, 1972.
4. Былинкина В.Н., Пересчет запасов углеводородного сырья Карпенского месторождения (Саратовская область) по состоянию на 01.01. 2008г. НПК «Геология», Саратов, 2009.