

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 СТРОЕНИЕ И
ОПЕРАТИВНЫЙ ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ
ПАПАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(САРАТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 551 группы
специальности: 21.05.02- прикладная геология
геологического факультета
Жданова Максима Сергеевича

Научный руководитель

доцент, кандидат геол.-мин. наук

В.Н.Еремин

подпись, дата

Зав. кафедрой

профессор, доктор геол.-мин.наук

А.Д. Коробов

подпись, дата

Саратов 2017

Введение

Папановское месторождение находится на правом берегу р.Волги в пределах западной части Аткарского лицензионного участка ООО «ПриНеКо»[1].

В административном отношении месторождение расположено в Аткарском районе, в 10 км к юго-западу от Глазуновского месторождения и в 23 км к северо - востоку от Языковского месторождения.

Папановское месторождение открыто в результате проведения региональных геологопоисковых работ, выполнявшихся электроразведочными и сейсмопартиями треста «Нижеволгогеофизика», Геологопоисковой конторой и УБР производственного объединения «Саратовнефтегаз». Основой для оперативной оценки запасов нефти и растворенного газа послужили структурные карты по отражающим горизонтам D3sm и nD3sr, построенные в 2007г. по результатам комплексной переинтерпретации данных сейсморазведки (113,3 пог.км сейсмопрофилей) и глубокого бурения (скважины №№1, 2, 3, 4 Папановские)[1].

Основное содержание работы

В зоне Аткарских поднятий в 30-40 годы проводилась геологическая и структурно-геологическая съёмка в масштабе 1:100 000 и 1:25 000. В результате проведённых работ на выделенных приподнятых участках по мезозойским отложениям осуществлялось структурное бурение [1].

В 60-е годы сейсморазведочными работами МОВ изучалось строение палеозойских отложений.

В 70-80–е годы на описываемой территории выполнялась детальная высокоточная гравиметрическая съёмка масштаба 1:50 000, а также геохимическая и геотермическая съёмки. В результате, в большинстве случаев, было установлено соответствие положительных аномалий силы тяжести, геохимических аномалий и повышение температур с положительными структурными формами, выявленными сейсморазведкой.

Сейсморазведочные работы МОГТ на Аткарском лицензионном участке и на прилегающей к нему территории проводились трестом «Саратовнефтегеофизика» начиная с 1980 г. По результатам этих работ построены структурные карты масштаба 1:50 000 по отражающим горизонтам nJ, nC2ks, nC1al, nD3sr и D2vb[1].

В 1987 г. сейсморазведочными работами на западе Аткарского лицензионного участка подготовлена под поисково-разведочное бурение Папановская структура. За период 1988-1989 г.г. были пробурены скважины №1, 2, 3 со вскрытием всего разреза каменноугольных и девонских отложений. Две последние скважины были ликвидированы по геологическим причинам. На Папановской площади вскрыты породы рифея.

В 2004-2005 г.г. ОАО «Саратовнефтегеофизика» выполнило «Обобщение геолого-геофизических данных на основе переобработки и переинтерпретации материалов прошлых лет на Аткарском лицензионном участке», которое существенно уточнило геологическое строение как в целом Аткарского участка, так и ранее выявленных перспективных объектов. По результатам этих работ в 2005 г. ООО «Стройресурс» подготовлено «Дополнение к зональному проекту поисков залежей углеводородов на территории Аткарского лицензионного участка», послужившего основанием для бурения на Папановской площади скважины №4. В 2007г. после перфорации в ней эксплуатационной колонны в интервале 1415-1418,2 м из семилукского пласта, ранее опробованного в скважине №1, был получен приток нефти дебитом 3,3 м³/сут при динамическом уровне 875 м. В этом же году ООО НСК «Геопроект» непосредственно по Папановской площади провела комплексную интерпретацию сейсмического материала (113,3 пог.км сейсмопрофилей) и данных бурения скважин №1, 2, 3, 4, на основании которой построена структурная карта по отражающему горизонту D3sm и подготовлено «Дополнения к паспорту на Папановскую структуру»[1].

Геофизические исследования вскрытых разрезов (ГИС) проводились в скважинах, заполненных глинистым раствором с удельным электрическим сопротивлением, равным 1.0-1.5 Ом*м – пресная промывочная жидкость.

В скважинах проведен типовой комплекс ГИС, включая все основные методы: ПС, КС, БК, ИК, МК, БМК, ДС, ГК, НГК, АК[2].

Технические и аппаратные средства проведения ГИС соответствуют уровню развития техники на время бурения скважин.

Качество каротажа удовлетворяет требованиям «Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах». Выполненный комплекс ГИС совместно с результатами исследований керна и опробования позволили выделить коллекторы и определить коэффициенты пористости и нефтенасыщенности коллекторов[2].

На Папановской площади поисково-разведочными скважинами №1, 2, 3, 4 были вскрыты осадочные образования верхнепротерозойского, палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов. Бурением скважин установлена неполнота геологического разреза, в девонских отложениях отсутствуют эйфельские и нижнедевонские отложения. В присводовой и сводовой частях структуры (скважина №1) ардамовские отложения залегают непосредственно на протерозойских породах. В скважине №2 протерозойские отложения перекрываются отложениями воробьевского горизонта толщиной 44,4 м. Кроме этого на территории исследований полностью отсутствуют верхнекаменноугольные, пермские, триасовые отложения.

Папановская структура расположена в пределах Рязано-Саратовского прогиба, которому в фундаменте соответствует Пачелмский авлакоген и приурочена к тектоническому элементу второго порядка – Аткарской депрессии [3].

В строении осадочного чехла на описываемой территории выделяют четыре структурных этажа: верхнепротерозойский, палеозойский, мезозойско-палеогеновый, неоген-четвертичный [4].

Верхнепротерозойский структурный этаж. Этот комплекс отложений вскрыт скважинами, изучен неравномерно. Первоначальная зона накоплений верхнепротерозойских отложений была обширной и охватывала склоны Воронежского и Жигулёвского выступов, на поверхности среза выходят разновозрастные отложения верхнего протерозоя.

По поверхности верхнепротерозойских отложений Аткарской депрессии соответствует выступ фундамента. Аткарский выступ (горст) с запада, юга и севера ограничен протяжёнными грабенами (Ртищевским, Баландинским, Ельманским, Салтыковско-Сокурским).

Палеозойский структурный этаж. Подразделяется на два подэтажа: эйфельско-франский и фаменско-каменноугольно - нижнепермский.

Нижний, эйфельско-франский, сформировался под действием интенсивных тектонических движений конца франского времени, когда часть территории подверглась размыву и структуроформирование сопровождалось образованием протяжённых сбросов (грабенов), унаследованного «пачелмского» направления. Кроме унаследованных древних сбросов, образовались и региональные разломы (узкие грабены) поперечного, "прикаспийского", направления. Верхний фаменско-каменноугольно-нижнепермский структурный подэтаж имел спокойное тектоническое развитие. Он унаследовал продолжавшееся формирование древних структурных элементов.

Мезозойско-палеогеновый структурный этаж. На границе палеозоя и мезозоя происходит активизация тектонических движений и смена их знака. Начинается формирование новых крупных структурных элементов, заложение инверсионных структур. На месте погребённых в девоне узких прогибов (древних рифейских грабенов) сформировались валы, флексуры, на

месте приподнятых зон – депрессии. В результате на месте Аткарского выступа (горста) образовалась Аткарская впадина[5].

Тектонические подвижки происходили на месте погребённых разрывов земной коры, но сменили знак на противоположный. При этом амплитуда новых движений была сопоставима с амплитудой франских движений.

Помимо инверсионных структурных форм были созданы новые: Саратовское кольцо (Саратовские дислокации), Гусихинско-Кикийский, Петровско - Карабулакский валы, Корсаковская депрессия.

Неоген-четвертичный структурный этаж. Новые современные неоген-четвертичные движения не изменили сформировавшиеся к неогеновому периоду сложные тектонические элементы территории.

Структурно-разрывные дислокации в преднеогеновую фазу тектогенеза имеют субмеридиональную («уральскую») ориентировку при этом их восточные крылья более крутые, чем западные.

Папановская структура является структурой облекания, сформировавшейся в результате уплотнения пород, облекающих останец рифейских отложений. В своде останца отсутствуют воробьёвские отложения, которые появляются на крыльях структуры.

Папановская структура выявлена и закартирована по данным сейсморазведки по отражающим горизонтам: $nD3sr$, $D3sm$ и $nC1a1$ в виде антиклинальной складки юго-западного – северо-восточного простирания. Вверх по разрезу размеры и амплитуда поднятия уменьшаются.

По отражающему горизонту $nD3sr$ Папановская брахиантиклинальная структура оконтуривается изогипсой минус 1300м и имеет размеры 3,1км x 1-1,88км, с амплитудой до 28м. По длинной оси структура осложнена двумя вершинами, оконтуриваемыми изогипсой минус 1290м. Юго-западная вершина имеет амплитуду 18м, а северо-восточная – до 5м. Размеры указанных структурных осложнений составляют соответственно 1,1км x 0,75км и 0,9км x 0,6км[1].

По отражающему горизонту Д3sm структура, единая по горизонту nД3sr, разделяется на два поднятия (юго-западное и северо-восточное), с небольшим прогибом между ними амплитудой, не превышающей 5м. Юго-западное поднятие с оконтуривающей изогипсой минус 1250м имеет размеры 1,5км x 0,75км и амплитуду 20м. Размеры северо-восточного поднятия в пределах замкнутой изогипсы минус 1250м составляют 0,9км x 0,75км при амплитуде около 5м.

В целом девонский период унаследует погребённую структуру протерозойских блоков: над горстами формируются своды, валы, приподнятые зоны (Аткарский, Карамышский, Золотовско-Каменский, Степновский), а над грабенами – прогибы и впадины (Елшанский, Волжский, Воскресенская, Иргизская, Прикаспийская)[1].

Папановское месторождение нефти открыто в 1988 г. получением притока нефти дебитом 2,2 м³/сут из семилукских известняков в поисковой скв. 1 (интервал 1416-1451 м). В конце 1988 г. и в начале 1989 г. после перфорации эксплуатационной колонны в интервале 1420,5-1426,5 м дебит нефти по этой скважине составил 10,99 м³/сут при динамическом уровне 400 м[1].

Залежь нефти в семилукских карбонатных отложениях на Папановской структуре, расположенной в пределах Аткарской впадины, выявлена по данным ГИС и по результатам опробования скважин №№ 1 и 4. Дебиты нефти по ним после перфорации эксплуатационных колонн составляли соответственно 10,99 м³/сут. при динамическом уровне 400м и 3,3м³/сут. при динамическом уровне 875м. В скважинах №№ 2 и 3 притоков из этого пласта не получено. По результатам интерпретации данных ГИС опробованный в процессе бурения в скважине № 2 семилукский пласт имеет однозначную положительную характеристику[2].

При эффективной толщине 3,4 м его пористость и нефтенасыщенность составляют соответственно 5,8 % и 73 %. Неполучение притока возможно связано с неэффективным воздействием на испытываемый интервал. В

скважине № 3 семилукский пласт имеет пористость ниже граничного (5,1%) и, как следствие, после прострела эксплуатационной колонны и последующей гидропескоструйной перфорации, многочисленных солянокислотных обработок и гидрокислотного разрыва притока не было получено. Вероятно в восточном направлении от скв.№ 1 имеет место замещение карбонатных коллекторов на практически непроницаемые разности с проницаемостью менее 1 мд[1].

При опробовании в процессе бурения тульских (скв.№2 – 1 объект), тимано- пашийских (скв.№ 1, 2 и 3 – 3 объекта) и ардатовских (скв.№1 – 1 объект) отложений получены притоки пластовой воды без признаков нефтегазоносности. В скважине №2 из отложений ардатовского возраста притока не получено.

По скважине № 4, в которой тимано-пашийские отложения не опробовались, в интервале 1449,9 – 1450,9 м выделяется возможно продуктивный песчаный коллектор, который при глинистости (Кгл) 12,2 % имеет пористость по НГК 19,2 % и сопротивление по ИК 7,4 омм. Его нефтенасыщенность при использовании петрофизических зависимостей $R_{п}=f(K_{п})$ и $R_{н}= f(K_{в})$ по Куликовскому месторождению, также расположенному в пределах Аткарской впадины, оценивается в 81,5 %.

Выявленная в семилукских отложениях нефтяная залежь по типу природного резервуара является пластовой сводовой, тектонически нарушенной и литологически ограниченной.

Продуктивный пласт литологически представлен известняками трещиноватыми, неравномерно тонко – и сильно выщелоченными с образованием микропористого и кавернозного пространства с рассеянной доломитизацией, как правило, крепкими.

Эффективные толщины по скважинам №№ 1, 2 и 4 колеблются в пределах 3,2 – 4,3 м при среднем значении 3,6 м.

Коэффициенты эффективной толщины (Кэ.т.) или доли коллекторов и расчлененности (Кр) изменяются по указанным скважинам соответственно в

пределах 0,694 – 0,843 и 2 – 3. Средние значения этих параметров составляют 0,784 и 2,33[1].

Средневзвешенные значения пористости и нефтенасыщенности по скважинам варьируют соответственно в пределах 5,8 – 11,6 % и 73 – 91,4 %. В целом по залежи средние значения этих параметров равны 7,7 % и 81,8 %.

Водонефтяной контакт (ВНК) скважинами не вскрыт. Доказанный опробованием этаж нефтеносности, принятый по подошве продуктивного пласта в скважине №1 (минус 1255,5м), составляет 11,6м. Запасы нефти в пределах изогипсы минус 1255,5м нами отнесены к категории С1. Запасы нефти в диапазоне абсолютных отметок минус 1255,5м и предельно замкнутой изогипсы минус 1270 м, учитывая положительную каротажную характеристику по скважине №2, классифицируются по категории С2. Таким образом, общий этаж нефтеносности по семилукскому продуктивному пласту составляет 26,1 м. Размеры залежи в пределах предельно замкнутой изогипсы равны 3,15 км х 0,4-1,8 км[1].

Оперативный подсчет запасов углеводородов на Папановском месторождении выполнен объёмным методом согласно «Инструкции о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ материалов по подсчёту запасов нефти и газа» [1] по общеизвестной формуле:

$$Q = F \times h_{эф.} \times k_n \times k_n \times \rho_n \times \theta \times \eta, \text{ где:}$$

Q - начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т

F - площадь нефтеносности, тыс.м²

k_n - коэффициент пористости, доли ед.

k_n - коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.

ρ_n - плотность нефти в стандартных условиях, г/см³

θ - пересчётный коэффициент, величина обратная объёмному коэффициенту, доли ед.

η - коэффициент извлечения нефти, доли ед.

Ниже приводится обоснование подсчётных параметров согласно принятой модели геологического строения месторождения[6].

(a) Площадь нефтеносности

Один из основных параметров при объёмном методе подсчёта запасов приведен в ведомости обмера площадей для категории запасов C_1 и C_2 .

Площадь нефтеносности для категории запасов C_1 составляет 401 тыс. м², для категории запасов C_2 – 2454 тыс. м².

(b) Эффективная нефтенасыщенная толщина

Толщины пласта – коллектора, насыщенного нефтью, определены по данным промыслово-геофизических исследований в скважинах и изменяется от 3,2 м до 4,3 м.

Средневзвешенные по площади эффективные нефтенасыщенные толщины, полученные расчётным путём на основе карт нефтенасыщенных толщин по категориям запасов C_1 и C_2 соответственно, составляют 2,9 и 2,4 м. Средневзвешенное значение нефтенасыщенной толщины в межконтурной зоне по категории C_2 равно 1,7 м.

(c) Объём нефтенасыщенных пород

Этот параметр определён также по картам нефтенасыщенных толщин (графическое приложение 13) отдельно для категории запасов C_1 и C_2 . Объём нефтенасыщенных пород для категории запасов C_1 равен 1146 тыс.м³, для категории запасов C_2 – 5904 тыс.м³[10].

(d) Коэффициент пористости

Для коллекторов Папановского месторождения коэффициент пористости принят по данным ГИС. В среднем по залежи коэффициент пористости составляет 0,077.

Коэффициент нефтенасыщенности

Этот параметр определялся по данным ГИС по методу сопротивлений, с использованием петрофизических зависимостей $P_n=f(k_n)$ и $P_n=f(K_b)$. Значения нефтенасыщенности по скважинам изменяются от 0,73 до 0,914 и в среднем по залежи нефтенасыщенность равна 0,82.

(e) Плотность нефти

Данный параметр принят равным 0,7731 г/см³ по результатам дифференциального разгазирования пластовой пробы нефти, отобранной в скважине №4.

(f) Коэффициент объёмного расширения нефти

Величина обратная объёмному коэффициенту нефти – пересчётный коэффициент также принят по результатам дифференциального разгазирования пластовой пробы нефти и составил 0,979.

(g) Коэффициент извлечения нефти

В связи со слабой изученностью месторождения при наличии неоднородности низкопорового и низкопроницаемого коллектора, в условиях предполагаемого упруговодонапорного режима работы залежи коэффициент извлечения нефти принят по аналогии с Саратовскими месторождениями, равным 0,2.

С учётом принятых подсчетных параметров запасы нефти и растворённого газа геологические/извлекаемые Папановского месторождения на 01.07.2007 г. составляют: нефти 55/11 тыс.т (категории C₁), 282/56 тыс.т (категории C₂); газа: 0,5/0,1 млн.м³ (категории C₁), 2,7/0,5 млн.м³ (категории C₂).

Заключение

По типу природного резервуара выявленная залежь нефти является пластовой сводовой тектонически нарушенной и литологически ограниченной. Семилукский продуктивный пласт обладает высокой степенью неоднородности, как по площади, так и по разрезу, и имеет низкие

фильтрационно-емкостные свойства. Из четырех пробуренных скважин, в двух (скв. №№2, 3) притоков из семилукского продуктивного пласта не было получено. Водонефтяной контакт не установлен. С целью прослеживания выявленной нефтяной залежи в юго-западном направлении и перевода части запасов категории C_2 в категорию C_1 рекомендуется пробурить разведочную скважину №5 с местоположением на сейсмопрофиле 0186216 на расстоянии 530 м на юго-запад от точки его пересечения с сейсмопрофилем 0185143 и проектной глубиной 1500 м. В пределах площади категории запасов C_1 с задачей проведения пробной эксплуатации семилукской нефтяной залежи тремя скважинами (№№1, 4, 10) предполагается пробурить скважину №10 с местоположением в точке пересечения сейсмопрофилей 0184104 и 0302039 и проектной глубиной 1600м.

Согласно выполненного оперативного подсчета по состоянию на 01.07.2007г. начальные геологические и извлекаемые запасы нефти составляют 55/11 тыс.т. (категория C_1) и 282/56 тыс.т. (категория C_2).

Список использованных источников

1. Саввин В.А., Отчет по договору № 22-КБ/07 «Оперативный подсчет запасов нефти по Папановскому месторождению Саратовской области», 2007г.
2. Временное методическое руководство по обработке и интерпретации ГИС с использованием универсального графа. Саратов, 1997.
3. Колотухин А.Т., Орешкин И.В., Астаркин С.В., Логинова М.П. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция: учебное пособие. - Саратов: изд-во Сарат. ун-та – 2014.
4. Шебалдин В.П. Тектоника Саратовской области. – Саратов: ОАО «Саратовнефтегеофизика». – 2008. - 40 с.
5. Шебалдин В.П., Никитин Ю.И., Яцкевич С.В., Шебалдина М.Г. и др. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Саратовской области. - Саратов, фонды ОАО «Саратовнефтегеофизика», 1993 г.

б. Инструкция по применению классификации запасов месторождения, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов; Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов по подсчёту запасов нефти и горючих газов. – М., 1984. – 64 с.