

ПЕРЕОЦЕНКА ЗАПАСОВ НЕФТИ МАССИВНОЙ ЗАЛЕЖИ МЕЛКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С УЧЕТОМ ТРЕБОВАНИЙ НОВОЙ КЛАССИФИКАЦИИ

Зарифьянова Людмила Наилевна

*Геологический факультет Пермского госуниверситета (ПГУ), Пермь,
poisk@psu.ru*

Целью работы является переоценка запасов нефти массивной залежи одного из мелких нефтяных месторождений нераспределенного фонда недр Пермского края учетом требований новой классификации запасов нефти и газа.

Изученное месторождение расположено на территории Чердынского района Пермского края, в 35 км к северо-западу от районного центра г. Чердынь и в 295 км к северу от краевого центра г. Перми. В тектоническом отношении месторождение находится в северной части Соликамской депрессии Предуральяского краевого прогиба и приурочено к Чердынскому выступу, осложненному рядом локальных структур. Локальное поднятие III порядка, с которым связано изученное нефтяное месторождение, подготовлено структурным бурением в 1950-1969 гг.

Поисково-разведочное бурение проведено в 1969-1979 гг. На месторождении пробурены четыре скважины общим метражом 7794 м, которыми вскрыт комплекс осадочных пород четвертичной, пермской, каменноугольной, девонской систем и верхнего венда. Однако в контуре нефтеносности находится только одна поисковая скважина № 52, при испытании которой в колонне получен приток нефти дебитом 4,8 м³/сут через штуцер 3 мм. В разведочных скважинах №№ 53, 54 и 55 фаменский пласт опробован в процессе бурения испытателем пластов, но в скважинах №№ 53 и 55 притоки не получены, а в скважине № 54 вызван приток пластовой воды.

На месторождении выявлена и разведана водоплавающая нефтяная залежь массивного типа в карбонатных отложениях фаменского яруса (пласт Фм). По кровле фаменского яруса локальное поднятие представляет собой риф размерами 4,1×3 км по замкнутой изогипсе минус 1400 м. Залежь приурочена к верхней части рифа франско-фаменского возраста и имеет высокую степень неоднородности и невыдержанности коллектора. Разрывные нарушения отсутствуют. Размеры залежи в пределах принятого водонефтяного контакта (ВНК) составляют 4,1×1,25 км, площадь нефтяной части 412,5 га, этаж нефтеносности 12 м. Глубина залегания кровли пласта Фм в своде структуры составляет 1380,2 м, подошвы – 1391,6 м, общая мощность – 11,4 м, эффективная нефтенасыщенная мощность – 5,4 м.

Водонефтяной контакт залежи принят по отметке нижнего отверстия перфорации минус 1182 м с учетом результатов испытаний в колонне скважины № 52 и положения в ней подошвы нижнего нефтенасыщенного пропластка,

которая по данным ГИС имеет отметку минус 1181,6 м. Однако при оперативном подсчете запасов карта эффективных нефтенасыщенных толщин продуктивного пласта не строилась, а нефтенасыщенная толщина была принята равной 5,4 м, что соответствовало суммарной толщине семи нефтенасыщенных пропластков толщиной от 0,4 до 1,4 м, выделенных по данным ГИС в скважине № 52. Поэтому при переоценке запасов была проведена переинтерпретация материалов ГИС, заново определена суммарная толщина нефтенасыщенных пропластков в скважине № 52, которая составила 10,2 м, и с учетом этих данных построена карта эффективных нефтенасыщенных толщин фаменского пласта, явившаяся основой для расчета средневзвешенной эффективной нефтенасыщенной толщины всей залежи.

Коллекторами на месторождении служат пористые и трещинно-кавернозные разности известняков, коллекторские свойства которых по керну были изучены недостаточно, так как отобранные грунтоносом 8 образцов керна в скважине № 52 оказались все из плотной части пласта с пористостью от 1,0 до 5,8 %. По данным ГИС (два определения) пористость коллекторов в скважине № 52 изменяется от 8,6 до 13,6 %. В связи со слабой изученностью коллекторских свойств как по керну, так и по промыслово-геофизическим данным, средние значения пористости и проницаемости для подсчета запасов нефти приняты по аналогии с одновозрастной залежью близлежащего месторождения, расположенного в аналогичных геолого-тектонических условиях. Горные породы покрышки представлены аргиллитами, мощность покрышки изменяется от 7,3 м до 9 м.

Состав и свойства нефти фаменского пласта изучены по одной поверхностной и одной глубинной пробам, отобранным из скважины № 52. По результатам анализов поверхностная нефть средней плотности (0,874 г/см³), смолистая (11,85 %), сернистая (1,59 %), парафинистая (5,8 %), имеет температуру застывания минус 6°С, что может осложнить ее транспортировку в зимнее время. Попутный газ обогащен азотом (11,93 %), содержит метан (35,76 %).

Подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти проведен объемным методом по данным скважины № 52 по формулам

$$Q_{н.г.} = S \cdot h \cdot K_n \cdot K_h \cdot \Theta \cdot g ,$$

$$Q_{н.и.} = Q_{н.г.} \cdot b = S \cdot h \cdot K_n \cdot K_h \cdot \Theta \cdot g \cdot b ,$$

где $Q_{н.г.}$ и $Q_{н.и.}$ – запасы нефти геологические и извлекаемые, тыс. т; S – площадь нефтеносности, тыс. м²; h – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м; K_n – коэффициент пористости, доли ед.; K_h – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.; Θ – пересчетный коэффициент, доли ед.; g – плотность нефти, г/см³; b – коэффициент извлечения нефти, доли ед.

Обоснование выделения категорий запасов нефти и растворенного газа массивной залежи пласта Фм выполнено согласно методическим рекомендациям МПР России (2007 г.) по применению новой классификации запасов нефти.

Согласно этим рекомендациям, к категории В (установленные запасы) на изученном месторождении отнесен элементарный участок залежи в зоне дренирования поисковой скважины № 52, который имеет форму квадрата со стороной 500 м и площадь нефтеносности 250 тыс. м². Границы запасов категории В вокруг скважины № 52 выделены согласно упомянутым рекомендациям на основании следующих признаков: 1) по данным скважины № 52 установлено положение продуктивного пласта в разрезе, а с учетом скважин № 55, 54 и 53 определены размеры залежи и ее приуроченность к рифовой постройке; 2) при испытании в колонне скважины № 52 получен промышленный фонтанный приток нефти дебитом 4,8 м³/сут через штуцер 3 мм; 3) высотное положение водонефтяного контакта в достаточной степени обосновано данными опробования и промыслово-геофизических исследований; 4) изучен вещественный состав продуктивного пласта, определена его общая и эффективная нефтенасыщенная толщина; 5) коллекторские свойства и нефтенасыщенность пород, слагающих пласт, изучены слабо как по керну, так и по данным промысловой геофизики, поэтому средние значения пористости, проницаемости, коэффициента нефтенасыщенности и пересчетного коэффициента для подсчета запасов приняты по данным одновозрастной залежи месторождения-аналога; 6) изучены состав и свойства нефти в поверхностных и пластовых условиях, а также состав и свойства растворенного газа; 7) по результатам испытания скважины № 52 определено начальное пластовое давление и начальное газосодержание; 8) выполнен расчет коэффициента извлечения нефти по многомерной статистической модели конечной нефтеотдачи, предложенной В.К. Гомзиковым на материале 50 длительно разрабатываемых залежей Урало-Поволжья.

К категории С₁ (оцененные запасы) отнесена площадь нефтеносности неразбуренной части массивной залежи, которая в плане непосредственно примыкает к запасам категории В и находится в зоне возможного дренирования между границей этих запасов и внешним контуром нефтеносности на расстоянии, не превышающем шага эксплуатационной сетки. Граница залежи на северо-востоке от скважины № 52 проведена по линии ВНК, совпадающей с отметкой минус 1182 м, а в остальной части – на расстоянии, равном размеру принятой эксплуатационной сетки 500 м. Площадь нефтеносности категории С₁ составила 1590 тыс. м². Имеющиеся геолого-геофизические данные позволяют судить о том, что параметры продуктивного пласта в этой части залежи являются достаточно выдержанными и не подвержены резким изменениям. Поэтому тип, форма и размеры этой части залежи, а также положение

продуктивного пласта в разрезе, высотное положение ВНК, вещественный состав пласта, его литологические особенности и коллекторские свойства приняты по аналогии с изученной частью залежи.

К категории C_2 (предполагаемые запасы) отнесены участки залежи на северо-западном и юго-восточном периклинальных окончаниях брахиантиклинальной структуры и частично на ее юго-западном крыле между контуром запасов категории C_1 и границей залежи, которая совмещена с внешним контуром нефтеносности. При этом литолого-фациальные характеристики продуктивного пласта и его коллекторские свойства приняты по аналогии с изученной частью залежи.

Определение площади и объема нефтенасыщенных пород осуществлялось на основе вновь построенной карты эффективных нефтенасыщенных толщин масштаба 1:25 000. Площади и объемы вычислялись с использованием программного комплекса ArcView 3.2. Площадь нефтеносности массивной залежи фаменского пласта составила 4125 тыс. m^2 , средняя нефтенасыщенная толщина 5,2 м, эффективный нефтенасыщенный объем 21407,3 тыс. m^3 .

Поскольку при переоценке запасов нефти по новой классификации дополнительная информация о подсчетных параметрах не поступала, то значения всех подсчетных коэффициентов, характеризующих свойства коллекторов и нефти, при пересчете запасов по новой классификации приняты теми же, что и в первоначальном подсчете запасов 1984 года. Эти значения параметров составили: пористости – 9,2 %, проницаемости – 0,178 $мкм^2$, коэффициента нефтенасыщенности – 0,82, пересчетного коэффициента – 0,597, пластового газового фактора – 110 $м^3/т$, коэффициента нефтеотдачи – 0,3.

В результате пересчета и переквалификации запасов фаменской залежи согласно требованиям новой классификации запасы нефти по сумме категорий $B+C_1+C_2$ изменились весьма незначительно по сравнению с ранее утвержденными запасами, учтенными Госбалансом по категории C_1 , поскольку практически не изменились основные подсчетные параметры – площадь залежи, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина и суммарный нефтенасыщенный объем, а также все подсчетные коэффициенты, характеризующие свойства коллекторов и нефти. При этом геологические и извлекаемые запасы нефти по сумме категорий $B+C_1+C_2$ несколько уменьшились по сравнению с подсчетом запасов 1984 года соответственно на 48 и 14 тыс. т (или на 5,4 и 5,2 %). Основной причиной этого явилось уменьшение нефтенасыщенного объема залежи на 1232,7 тыс. m^3 (или 5,4 %), что связано с уточнением морфологии залежи, ее средневзвешенной нефтенасыщенной толщины и элементарных нефтенасыщенных объемов между смежными изопакитами при построении карты нефтенасыщенных толщин.

Работа выполнена под руководством к. г.-м. н., доцента В.И. Набиуллина.