

## Литература

1 Зарубежнов, С. А. Контроль технического состояния скважин на территории Ромашкинского месторождения с использованием радонового индикаторного метода / С. А. Зарубежнов // Материалы научной сессии студентов. – Альметьевск : Альметьевский государственный нефтяной институт, 2012. – Ч. 1. – С. 55–56.

2 Инженерно-технологическое сопровождение буровых работ с использованием новых технологий и техники при строительстве скважин: отчет о выполненной работе / Гомель, 2012. – 103 с.

3 Киляков, А. В. История развития эманационных методов и их роль в нефтяной геологии на современном этапе / А. В. Киляков // Известия Саратовского университета. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. – 2013. – Т. 13. – Вып. 2. – С. 57–60.

4 Киляков, В. Н. Геоэкологическая оценка радонового индикаторного метода для исследований нефтегазовых скважин / В. Н. Киляков // Промышленная безопасность. – 2006. – № 6. – С. 24–29.

5 Филиппов, В. П. Применение индикаторного метода по радону для изучения нефтенасыщенных пористых сред / В. Н. Филиппов. – М. : ВНИИОЭНГ, 2003. – 272 с.

6 Юрченко, Д. Н. Применение и технология введения радонового индикатора в скважину (Республика Беларусь, Припятский прогиб) / Д. Н. Юрченко // Устойчивое развитие: региональные аспекты: сборник материалов VIII региональной научно-практической конференции молодых ученых, Брест, 18 ноября 2016 г. / Брест. гос. ун-т им. А. С. Пушкина; редкол.: И. В. Абрамова, Т. А. Шелест, А. Д. Панько. – Брест : БрГУ, 2017. – С. 57–59.

7 Юрченко, Д. Н. Общие сведения и методика исследования скважин радоновым индикатором / Д. Н. Юрченко // Географические аспекты устойчивого развития регионов [Электронный ресурс]: II международная научно-практическая конференция (Гомель, 23–24 марта 2017 г.): [материалы]. – Электрон. текст дан. (объем 76,3 Мб). – Гомель: ГГУ им. Ф. Скорины, 2017. – С. 265–268.

УДК 553.048:553.982 (476)

*Р. Е. Якунин*

### ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ ДЕНИСОВИЧСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ПРИПЯТСКИЙ ПРОГИБ)

*В статье изложена методика подсчета запасов нефти Денисовичского месторождения (Припятский прогиб) объемным методом. Определено, что выбор метода подсчета зависит от степени изученности месторождения и режима работы продуктивных слоев. Также указано, что в настоящее время в РУП «ПО «Белоруснефть» активно применяется методика подсчета геологических запасов нефти с использованием трехмерного моделирования.*

Для подсчета запасов нефти используют следующие методы: объемный, статистический и материального баланса. Выбор того или иного метода обусловлен качеством и количеством исходных данных, степенью изученности месторождения и режимом работы залежи нефти.

В зависимости от режима работы залежи выбор метода подсчета обуславливается следующим: при водонапорном режиме возможно применение объемного и статистического методов; при упруго-водонапорном и смешанных режимах – объемного и метода материального баланса; при режимах газовой шапки и растворенного газа – всех трех методов; при гравитационном режиме – объемного и статистического методов [3].

Денисовичская структура выявлена тематическими работами масштаба 1:50000 в 1980 г. (РУП «Белгеология», И. Д. Кудрявец) [5]. Денисовичское месторождение нефти открыто в 2005 г. РУП «Белгеология» поисковой скважиной 7, в результате бурения которой получены притоки нефти из воронежского, семилукского и саргаевского горизонтов девонского подсолевого карбонатного комплекса.

Запасы нефти Денисовичского месторождения неоднократно пересчитывались РУП «Белгеология». К настоящему времени в пределах Денисовичского месторождения пробурено 7 скважин. После подсчета запасов в 2010 г. на Денисовичском месторождении новые скважины пробурены не были. По состоянию на 01.01.2015 г. на месторождении нет действующих скважин. Скважины 7s3, 8 и 9s2 находятся в контрольном фонде.

За весь период эксплуатации по Денисовичскому месторождению добыто 4,745 тыс. т нефти и 0,152 млн. м<sup>3</sup> растворенного газа [5]. В том числе по залежам:

– по залежи нефти семилукского горизонта – 2,073 тыс. т нефти и 0,075 млн. м<sup>3</sup> растворенного газа;

– по залежи нефти воронежского горизонта – 2,672 тыс. т нефти и 0,077 млн. м<sup>3</sup> растворенного газа.

Выбор метода подсчета определяется степенью изученности геологического строения месторождения, условиями залегания и емкостными характеристиками продуктивных пластов, физико-химическими свойствами пластовых нефтей, результатами эксплуатации и режимом работы залежей.

Накопленный фактический материал по результатам бурения, изучению керна, физико-химических свойств нефти, промыслово-геофизическим исследованиям и эксплуатации скважин позволяют использовать объемный метод подсчета геологических запасов нефти для залежей Денисовичского месторождения.

Начальные геологические запасы нефти по объемному методу [1] определяются в целом для залежи по формуле (1):

$$Q = F \times h \times K_{\text{д}} \times K_{\text{н}} \times \gamma \times \theta, \quad (1)$$

где  $Q$  – начальные геологические запасы нефти, тыс. т;

$F$  – площадь нефтеносности, тыс. м<sup>2</sup>;

$h$  – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

$K_{\text{д}}$  – коэффициент пористости, доли ед.;

$K_{\text{н}}$  – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

$\gamma$  – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см<sup>3</sup>;

$\theta$  – пересчетный коэффициент на усадку нефти, доли ед.

Начальные извлекаемые запасы нефти [2] определяются по формуле (2):

$$Q = Q_r \times \eta, \quad (2)$$

где  $\eta$  – коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.

По состоянию на 01.01.2015 г. на Денисовичском месторождении подлежат подсчету следующие объекты:

– залежь нефти птичьих слоев воронежского горизонта;

– залежь нефти стреличевских слоев воронежского горизонта;

– залежь нефти семилукского горизонта;

– залежь нефти ведричских слоев саргаевского горизонта.

Контуры залежей определялись исходя из геологического строения, характера насыщения разреза, установленного по данным испытания скважин и промыслово-геофизическим материалам.

**Залежи нефти птичьих и стреличевских слоев воронежского горизонта, семилукского горизонта и ведричских слоев саргаевского горизонта** совпадают относительно друг друга в плане, по условиям залегания и типу ловушки – пластовые,

с юга, юго-востока и запада тектонически экранированные, на северо-востоке границей залежей служит условная граница подсчета запасов (минус 2911 м – для залежи птичских слоев воронежского горизонта, минус 2935 м – для залежи стреличевских слоев воронежского горизонта, минус 2961 м – для залежи семилукского горизонта, минус 2978 м – для залежи ведричских слоев саргаевского горизонта).

Притоки нефти из **птичских слоев воронежского горизонта** получены только при опробованиях в открытом стволе скважин 7 и 9s2. По данным интерпретации материалов ГИС, пласты-коллекторы выделены в скв. 7, 7s3, 9 и 9s2. Поскольку в скважине 8 по данным интерпретации ГИС коллектор отсутствует, границы на востоке и западе между скважинами 7 и 9 проведены по предельному значению коллекторских свойств продуктивных отложений [5].

Промышленные притоки нефти в эксплуатационной колонне из **стреличевских слоев воронежского горизонта** получены в скважинах 7 и 9s2. По данным интерпретации материалов ГИС, пласты-коллекторы в отложениях стреличевских слоев выделены в скважинах 7, 7s3, 8 и 9s2, в скважине 9 – пласты-коллекторы в скважине отсутствуют. Запасы нефти в районе скв. 8, в которой выделен коллектор по данным интерпретации ГИС, отнесены к категории С<sub>1</sub>, поскольку по имеющейся геолого-геофизической информации можно предполагать о непрерывности продуктивного пласта в залежи нефти стреличевских слоев воронежского горизонта.

Западная граница категории запасов С<sub>1</sub> условная и проходит по линии, проведенной на расстоянии 600 м от забоя скв. 9s2, что соответствует половине среднего расстояния между эксплуатационными скважинами 7, 8 и 9. В районе скважины 9s2, восточная граница между скважинами 9s2 и 9 проведена по предельному значению коллекторских свойств продуктивных отложений [5].

Промышленные притоки нефти в эксплуатационной колонне из **семилукских отложений** получены в скважинах 7, 7s3 и 8. Установлены форма, границы и размеры залежи. В скважинах 9 и 9s2 выделенные по результатам интерпретации материалов ГИС нефтенасыщенные пласты-коллекторы не подтверждены результатами опробований. Запасы в районе этих скважин отнесены к категории С<sub>2</sub>. Граница разделов запасов категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> является условной и проведена на середине расстояния (430 м) между забоями скв. 8 и 9.

Промышленные притоки нефти в эксплуатационной колонне из **ведричских слоев саргаевского горизонта** получены в скважинах 7 и 8. По данным интерпретации материалов ГИС, пласты-коллекторы в отложениях ведричских слоев выделены в скважинах 7, 8, 9 и 9s2. В скважине 7s3 каротаж забракован, в результате качественной интерпретации пласты-коллекторы в скважине не выделены (при испытании в открытом стволе приток не получен), поэтому с востока (район скв 7s3) залежь ограничена литологически. Установлены форма, границы и размеры залежи. В скважинах 9 и 9s2 выделенные по результатам интерпретации материалов ГИС нефтенасыщенные пласты-коллекторы не подтверждены результатами опробований. Запасы в районе этих скважин отнесены к категории С<sub>2</sub>. Граница разделов запасов категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> является условной и проведена на середине расстояния (430 м) между забоями скв. 8 и 9 [5].

При подсчете запасов нефти объемным методом эффективная нефтенасыщенная толщина для исследуемых залежей Денисовичского месторождения определена в программе *MapInfo Professional 10.5* как средневзвешенная по площади величина. Для построения карт эффективных нефтенасыщенных толщин всех залежей Денисовичского месторождения использовались данные по скважине 12 Ново-Кореневской, которая практически полностью вскрыла подсолевые карбонатные отложения. Величина эффективной нефтенасыщенной толщины для каждой залежи приведена в таблице 1.

Также, в настоящее время в РУП «ПО «Белоруснефть» активно применяется методика подсчета геологических запасов нефти с использованием трехмерного моделирования. Цифровая геологическая модель (ЦГМ) залежей нефти стреличевских слоев воронежского

горизонта, семилукского горизонта и ведрических слоев саргаевского горизонта Денисовичского месторождения создана в программе *Petrel 2009.2* компании «Schlumberger». Под цифровой трехмерной геологической моделью месторождения понимается представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора цифровых карт (двухмерных сеток) или трехмерной сетки ячеек (грид), характеризующих [4]:

- пространственное положение в объеме резервуара пород-коллекторов и разделяющих их непроницаемых (слабопроницаемых) прослоев;
- пространственное положение стратиграфических границ продуктивных горизонтов;
- пространственное положение литологических границ в пределах горизонтов, тектонических нарушений и амплитуд их смещений;
- средние значения в ячейках сетки ФЕС, позволяющих рассчитать начальные геологические и извлекаемые запасы углеводородов;
- пространственное положение водонефтяных контактов;
- пространственные координаты скважин (пластопересечения, альтитуды, координаты устьев, данные инклинометрии).

Таблица 1 – Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина по залежам Денисовичского месторождения [5]

Залежь	Категория	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м
Птичьих слоев воронежского горизонта	C <sub>2</sub>	1,8
Стреличевских слоев воронежского горизонта	C <sub>1</sub>	1,9
	C <sub>2</sub>	1,5
Семилукского горизонта	C <sub>1</sub>	11,3
	C <sub>2</sub>	8,8
Ведрических слоев саргаевского горизонта	C <sub>1</sub>	5,0
	C <sub>2</sub>	1,3

Завершающим этапом процесса моделирования является операция, по оценке объемов углеводородов. В результате проведенного расчета начальных геологических запасов нефти с применением трехмерного геологического моделирования в программном продукте «*Petrel*», разница в их оценке, по сравнению с величиной начальных геологических запасов нефти, подсчитанных ручным способом, не превышает 5 %, что находится в пределах точности методов подсчета. Хорошая сходимость величин извлекаемых запасов нефти, рассчитанных разными методами, свидетельствует о достоверности их определения.

### Литература

- 1 Кузнецов, Д. В. Подсчет запасов нефти и растворенного газа: учеб. пособие / Д. В. Кузнецов [и др.] – Ухта : УГТУ, 2013. – 112 с.
- 2 Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В. И. Петерсилье. – Москва–Тверь : ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 259 с.
- 3 Орешкин, И. В. Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа / И. В. Орешкин [и др.]. – Саратов : Типография НВНИИГГ, 2015. – 96 с.
- 4 Определение структуры геологических запасов нефти и газа на основе трехмерного геологического моделирования – расширение информационного обеспечения разработки месторождений углеводородов в терригенных разрезах / В.С. Афанасьев, С.В. Афанасьев // Недропользование XXI века. – Москва. – 2015. – № 5. – С. 54-63.
- 5 Пересчет запасов нефти и растворенного газа Денисовичского месторождения / отчет о НИР РУП «ПО «Белоруснефть» / отв. исп. И. А. Пилецкая [и др.]. – Гомель, 2015. – 384 с.