

0420900064\29

УДК 553.98.042.001.33:622.276.342

Новиков Ю.Н.ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ)», Санкт-Петербург, Россия ins@vnigri.ru

К ОБОСНОВАНИЮ ОПТИМАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ ШАГА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СЕТКИ ДЛЯ ПЕРЕОЦЕНКИ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕРАСПРЕДЕЛЕННОГО ФОНДА НЕДР

Значение шага эксплуатационной сетки используется для определения стороны подсчётного квадрата, в рамках которого оцениваются запасы категорий А, В, С₁. Для месторождений распределенного фонда недр, находящихся в разработке или подготовленных к промышленному освоению, это значение определяется проектным документом на разработку. Для месторождений нераспределенного фонда недр это значение определяется экспертным путем.

Ключевые слова: классификация запасов, нераспределенный фонд недр, шаг эксплуатационной сетки.

Вряд ли стоит пренебрегать проверенным методическим опытом: «Новое – хорошо забытое старое». Для обоснования выбора оптимального значения шага эксплуатационной сетки, с целью переоценки запасов месторождений нераспределенного фонда недр, не только полезно, но и необходимо обратиться к опыту советского периода нефтегазодобычи в нашей истории. Не забывая при этом, что ограничиваться анализом только отечественного опыта недостаточно.

Во-первых, потому что они разработаны для отечественной классификации, ориентированной на стандарты зарубежных классификаций. Во-вторых, потому что отечественного опыта разработки морских месторождений, расположенных на больших глубинах моря и на значительном удалении от берега, попросту не существует. Необходимо использование зарубежного опыта, прежде всего: 1 – опыта, положенного в основу классификации Общества инженеров-нефтяников США – US Society of Petroleum Engineers – SPE 1987 года, которая была выбрана в качестве образца для разработки российской классификации 2005 года [*Сопоставление классификаций...*, 1996]; 2 – опыта освоения месторождений Северного, Норвежского морей и норвежского сектора Баренцева моря [*Основы разработки...*, 2000], наиболее близких российским арктическим акваториям.

В соответствии с «Классификацией запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» (М.: ГКЗ СССР, 1983) в зависимости от геологического строения месторождения разделяются на три группы: простого, сложного и очень сложного строения [*Классификация запасов...*, 1983]. В Инструкции по ее

применению на основании опыта разведки нефтяных и газовых месторождений в СССР были подготовлены рекомендации по выбору расстояний между скважинами при проектировании ГПП [Подсчет запасов..., 1989]. Рекомендуемые расстояния обуславливались совокупностью ряда параметров, характеризующих месторождения: величиной извлекаемых запасов, площадью и толщиной продуктивного пласта, сложностью геологического строения месторождения, типом флюида. Для мелких месторождений с запасами до 10 млн. т н.э. рекомендуемые расстояния определяются в пределах 0.5 – 1.5 км; для крупных – с запасами от 100 млн. т н.э. до 300 млн. т или 500 млрд. м³ – в пределах 1.5 – 4.5 км; для уникальных – с запасами свыше 300 млн. т или 500 млрд. м³ – в пределах 5.0 – 12.0 км (табл. 1).

Таблица 1

Рекомендуемые средние расстояния между разведочными скважинами, применявшиеся при разведке нефтяных и газовых месторождений в СССР [Подсчет запасов..., 1989]

Месторождения	Запасы: извлекаемые, нефти, млн т; балансовые газа, млрд м ³	Площадь месторождения (залежи), км ² Толщина продуктивного пласта, м	Рекомендуемые расстояния (в числителе – среднее, в знаменателе – пределы) между скважинами, км		
			Месторождения		
			Простого строения	Сложного строения	Очень сложного строения
Уникальные	> 300 > 500	≥ 100 10 – 15	$\frac{-}{10 - 12}$	$\frac{-}{8 - 10}$	$\frac{-}{5 - 8}$
Крупные	100 – 300 100 – 500	≥ 100 10 – 15	$\frac{4}{3.5 - 4.5}$	$\frac{2.9}{2.7 - 3.2}$	$\frac{1.8}{1.5 - 3}$
	30 – 100 30 – 100	$\frac{25 - 100}{8 - 12}$	$\frac{3}{2.7 - 3.3}$	$\frac{2.1}{1.8 - 2.5}$	$\frac{1.2}{0.8 - 1.5}$
Средние	10 – 30 10 – 30	$\frac{10 - 50}{5 - 10}$	$\frac{2}{1.5 - 2.5}$	$\frac{1.5}{1.2 - 1.7}$	$\frac{1}{0.8 - 1.3}$
Мелкие	≤ 10 ≤ 10	$\frac{3 - 25}{3 - 8}$	$\frac{1.5}{1.2 - 1.7}$	$\frac{1.5}{1.2 - 1.7}$	$\frac{1}{0.5 - 1.5}$

Очевидно, что этот же набор параметров месторождений может быть использован и для обоснования расстояний между эксплуатационными скважинами.

В соответствии с классификацией SPE *доказанные запасы* выделяются в квадратном контуре вокруг скважины, давшей при испытаниях промышленный приток, со стороны, равной утроенному расстоянию между скважинами эксплуатационной сетки: в малом внутреннем квадрате со стороны, равной расстоянию между скважинами эксплуатационной сетки, оцениваются *разбуренные запасы*; в остальном пространстве большого квадрата оцениваются *неразбуренные запасы*. Запасы за пределами большого квадрата в границах залежи оцениваются как *вероятные*. В зависимости от геологических условий и типа

флюида (нефть или газ) длина стороны квадрата с *доказанными разбуренными запасами* меняется в широких пределах: от 100 м – до 1600 м (плотность сетки от 4 га/скв. – до 256 га/скв.); стандартный квадрат имеет размер 400 х 400 м (плотность сетки 16 га/скв.) [*Сопоставление классификаций...*, 1996].

Опыт разработки месторождений нефти на континентальном шельфе Норвегии (Северное, Норвежское и Баренцево моря) показывает, что в зависимости от свойств нефти и проницаемости пласта шаг сети эксплуатационных скважин меняется: от 100 – 150 м (для тяжелых нефтей) – до 300 м (для низкопроницаемых пластов – проницаемость менее 50 мД) – до 400 – 700 м (для легкой нефти в высокопроницаемых пластах) – и до 1000 м (в условиях высокопроницаемых и трещиноватых пластов) [*Основы разработки...*, 2000]. Среднее значение близко к 600 м, что соответствует значению средней площади продуктивного пласта, приходящейся на 1 скважину, равной 36 га – плотность сетки скважин.

Параметры, рекомендуемые для определения расстояний между разведочными скважинами, установленные на основании опыта разведки нефтяных и газовых месторождений в СССР [*Подсчет запасов...*, 1989], вполне могут быть использованы и для обоснования расстояний между эксплуатационными скважинами для месторождений нераспределенного фонда недр России, проектные документы на разработку которых не составлялись. Разумеется, при обоснованной экстраполяции разведочных расстояний, приводимых в таблице 1. Каковы основания для подобной экстраполяции.

Отечественный и зарубежный опыт разработки месторождений нефти и газа показывает, что расстояния между эксплуатационными скважинами изменяются в широких пределах: от 100 м – до 1600 м. Если мы увеличим эти обоснованные международной практикой ГРП расстояния в 5 раз, то полученные значения – 500 м и 8000 м – будут примерно соответствовать диапазону разброса значений рекомендуемых отечественным опытом расстояний между разведочными скважинами.

Уменьшив путем условной экстраполяции рекомендуемые значения расстояний между разведочными скважинами в 5 раз, мы получим таким образом ориентировочные значения расстояний между эксплуатационными скважинами для месторождений в зависимости от совокупности следующих их параметров (табл. 2):

- величины извлекаемых запасов;
- площади месторождения;
- толщины продуктивного пласта;
- сложности геологического строения;

- типа флюида (нефть – газ).

Если соотнести приводимые минимальные значения шага эксплуатационной сетки с нефтяными месторождениями (выделены жирно), а максимальные – с газовыми, то превышения второго (большого) значения над первым (меньшим) будут укладываться в диапазон 1.2 – 2.0 раз. Иначе говоря, шаг эксплуатационной сетки для газовых месторождений будет в 1.2 – 2.0 раз превышать его значение для нефтяных месторождений.

Корректность подобной линейной экстраполяции можно проверить на примерах уникальных месторождений, для которых разброс значений шага эксплуатационной сетки имеет максимальный диапазон.

Таблица 2

Рекомендуемые средние расстояния между эксплуатационными скважинами
(условная экстраполяция по [Подсчет запасов..., 1989])

Месторождения	Запасы: извлекаемые, нефти , млн т; балансовые газа, млрд м ³	Площадь месторождения (залежи), км ² Толщина продуктивного пласта, м	Рекомендуемые расстояния (в числителе – среднее, в знаменателе – пределы) между скважинами, м		
			Месторождения		
			Простого строения	Сложного строения	Очень сложного строения
Уникальные	> 300	> 100	–	–	–
	> 500	10 – 15	2 000 – 2 400	1 600 – 2 000	1 000 – 1 600
Крупные	100 – 300	≥ 100	<u>800</u>	<u>580</u>	<u>360</u>
	100 – 500	10 – 15	700 – 900	540 – 640	300 – 600
Средние	30 – 100	<u>25 – 100</u>	<u>600</u>	<u>420</u>	<u>240</u>
	30 – 100	8 – 12	540 – 660	360 – 500	160 – 300
Мелкие	10 – 30	<u>10 – 50</u>	<u>400</u>	<u>300</u>	<u>200</u>
	10 – 30	5 – 10	300 – 500	240 – 340	160 – 260
Мелкие	≤ 10	<u>3 – 25</u>	<u>300</u>	<u>300</u>	<u>200</u>
	≤ 10	3 – 8	240 – 340	240 – 340	100 – 300

Уникальнейшее и одно из десятка самых крупных в мире *Ромашкинское нефтяное месторождение* было открыто в 1943 г., но только в 1973 г. – после 30 лет интенсивных геологоразведочных работ и разработки – удалось определить его истинные размеры, соединив воедино открытые порознь в разные годы как самостоятельные Шугуровское (1943 г.), Бавленское (1946 г.) и Ромашкинское (1948 г.) месторождения. Площадь его составила 4250.6 км².

В 1949 г. по результатам пробной эксплуатации 6 скважин была рекомендована сетка эксплуатационных скважин размером 400 x 400 м – 16 га/скв.: по аналогии с Туймазинским месторождением, а возможно – и ориентируясь на аналогичные параметры стандартного квадрата в классификации SPE. Но уже в следующем году рассматривались схемы размещения добывающих скважин по сеткам 500 x 1200 м и 1000 x 600 м. В соответствии с

последней схемой расстояния между нагнетательными скважинами составляли 2000 м, а рекомендованные расстояния между законтурными нагнетательными скважинами и внешним рядом добывающих скважин составляли от 4000 – до 6500 м [Геология, разработка..., 1995, Том I]. В дальнейшем проектируемые схемы разработки месторождения многократно изменялись в весьма широком диапазоне.

В 1956 г. была утверждена генеральная схема разработки Ромашкинского месторождения, в соответствии с которой средняя по месторождению удельная плотность сетки скважин должна была составить 39.3 га/скв., меняясь в диапазоне от 24 – до 52 га/скв. (табл. 3 [Геология, разработка..., 1995, Том II]). Реально достигнутое на 01.01.1995 г. значение плотности эксплуатационной сетки составило 22.6 га/скв., что почти в полтора раза выше первоначально рекомендованного значения (1949 г.) и почти в два раза ниже предусмотренного генеральной схемой разработки (1956 г.).

Таблица 3

Опыт проектирования и разработки Ромашкинского нефтяного месторождения (1956 – 1995 гг.)
[Геология, разработка..., 1995, Том II]

Месторождение в целом и разрабатываемые площади	Проектируемая удельная плотность сетки эксплуатационных скважин, га/скв.	Реально достигнутая плотность сетки на 01.01.95 г., га/скв.
Ромашкинское месторождение	39.3 – 19.2	22.6
Абдрахмановская площадь	79.8 – 12.6	13.1
Южно-Ромашкинская площадь	37.0 – 15.6	17.4
Западно-Ленинбургская площадь	57.6 – 20.1	22.3
Зай-Каратайская площадь	95.6 – 16.8	19.3
Куакбашская площадь	35.2 – 15.7	28.5
Миннибаевская площадь	54.3 – 15.9	19.1
Альметьевская площадь	63.3 – 13.2	21.0
Северо-Альметьевская площадь	38.0 – 13.5	17.3
Березовская площадь	49.8 – 22.3	26.8
Восточно-Сулеевская площадь	43.5 – 15.6	18.6
Алькеевская площадь	37.5 – 22.8	27.0
Ташлиярская площадь	44.2 – 25.3	34.3
Сармановская площадь	47.3 – 22.6	26.8
Азнакаевская площадь	78.3 – 27.2	34.5
Карамалинская площадь	66.3 – 24.5	28.9
Павловская площадь	54.4 – 14.3	17.6
Зеленогорская площадь	28.5 – 15.1	16.1
Восточно-Ленинбургская площадь	48.5 – 17.1	21.5
Холмовская площадь	46.0 – 18.5	23.7
Южная площадь	77.9 – 20.3	45.0

По 20 разрабатываемым площадям Ромашкинского месторождения разброс проектируемых и реальных значений удельной плотности сетки эксплуатационных скважин гораздо выше (табл. 3). Наиболее значительным он оказался для Абдрахмановской площади: 79.8 – 12.6 га/скв. или в 6.3 раза. Для других площадей проектируемые значения удельных плотностей меняются в диапазоне от 95.6 га/скв. – до 13.2 га/скв.; разброс значений – в пределах 1.9 – 5.7 раз. Реально достигнутые на 01.01.1995 г. значения удельных плотностей меняются по разрабатываемым площадям в пределах 45.0 – 13.1 га/скв., не превышая при этом нижние проектные уровни.

Все это выразительно свидетельствует о том, что обоснование рациональной и эффективной сети эксплуатационных скважин является процессом весьма сложным, неоднозначным и многовариантным. Меняющиеся со временем проектные значения расстояний между эксплуатационными скважинами на Ромашкинском месторождении вполне подтверждают реальность этих значений, полученных путем условной экстраполяции для уникальных нефтяных месторождений (см. табл. 2).

Другим подтверждением может служить Штокмановское уникальное газоконденсатное месторождение в Баренцевом море. В соответствии с базовым вариантом разработки, рекомендованным ВКР Роснедра, количество эксплуатационных скважин составит 68 штук (В.С. Вовк, Д.А. Мирзоев, 2008). В соответствии с другими вариантами разработки количество эксплуатационных скважин оценивается в 100 штук и более. Так или иначе, проектный шаг эксплуатационных скважин для разработки Штокмановского месторождения составит 3000 – 3500 м. Учитывая уникальность величины запасов и полученных дебитов Штокмановского месторождения (1600 – 1800 тыс. м³/сут.), шаг этой сети также следует рассматривать как уникальный и предельно возможный для морских газовых месторождений.

На наш взгляд, обоснованные многолетним отечественным опытом проведения ГРП расстояния между разведочными скважинами, применяемые путем условной экстраполяции к сетке эксплуатационных скважин на отечественных же месторождениях, могут быть использованы для обоснования размеров участков подсчета запасов категории С₁ на месторождениях нераспределенного фонда недр. При этом их необходимо дополнить учитываемыми по общим согласованным правилам следующими параметрами месторождений:

- свойства коллектора;
- свойства флюида;

- дебиты скважин.

Рекомендации по обоснованию оптимального шага эксплуатационной сетки на месторождениях нераспределенного фонда недр, то они могут быть относимы только к выделению участков подсчета запасов категории C_1 – разбуренных и неразбуренных в соответствии с методикой, используемой в классификации SPE. На стадии оценки и разведки месторождений они могут сопоставляться только с вероятными запасами классификации SPE [Новиков, 2009а]. И лишь при дальнейшей разведке месторождения до уровня подготовленности его к промышленному освоению эти запасы, выделенные в пределах заданных контуров подсчета вокруг скважин, уже могут быть сопоставимы с категорией доказанных запасов [Новиков, 2009б].

Литература

Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения /Р.Х. Муслимов др. Издание в 2 т. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – Т. I. – 492 с.

Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения / Р.Х. Муслимов и др. Издание в 2 т. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – Т. II. – 286 с.

Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. – М.: ГКЗ СССР, 1983. – 9 с.

Новиков Ю.Н. Ревизия объектов и переоценка запасов и ресурсов – неотложные задачи подготовки ближайшего резерва углеводородного сырья России //Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009а. – № 4. – С. 33–43.

Новиков Ю.Н. Эволюция отечественной классификации запасов и ресурсов нефти и газа: от трех – к восьми. 0420800064\0008 //Нефтегазовая геология. Теория и практика: электр. науч. журн. – СПб.: ВНИГРИ, 2009б. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/6/13_2009.pdf.

Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительства морских сооружений в Арктике /А.Б. Золотухин и др. – М.: ГУП. Изд-во «Нефтегаз» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. – 770 с.

Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов: Справочник /И.Д. Амелин и др. [Под ред. В.В. Стасенкова, И.С. Гутмана]. – М.: Недра, 1989. – 270 с.

Сопоставление классификаций ресурсов и запасов нефти и газа России и США /Н.Н. Немченко и др. //Геология нефти и газа. – 1996, №8 – С. 20 – 24.

Рецензент: Ильинский Александр Алексеевич, доктор экономических наук, профессор.

Yu. N. Novikov

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St.-Petersburg, Russia
ins@vnigri.ru

TO THE JUSTIFICATION OF OPTIMUM MEANING OF THE EXPLOITATION GRID STEP FOR REESTIMATING THE RESERVES OF UNDISTRIBUTED FUND FIELDS

The meaning of the exploitation grid step is used for determining the side of the calculation square within which the reserves of A, B, C1 cat. are estimated. For the fields of the distributed fund being under development or prepared for industrial development, this meaning is determined by a project document on development. For the fields of the undistributed fund, this meaning is determined by an expert way.

Key words: *classifications of reserves, undistributed fund, step of exploitation grid.*

References

Geologiâ, razrabotka i èkspluataciâ Romaškinskogo neftânogo mestoroždeniâ /R.H. Muslimov dr. Izdanie v 2 t. – M.: VNIIOÈNG, 1995. – T. I. – 492 s.

Geologiâ, razrabotka i èkspluataciâ Romaškinskogo neftânogo mestoroždeniâ / R.H. Muslimov i dr. Izdanie v 2 t. – M.: VNIIOÈNG, 1995. – T. II. – 286 s.

Klassifikaciâ zapasov mestoroždenij, perspektivnyh i prognoznyh resursov nefti i gorûčih gazov. – M.: GKZ SSSR, 1983. – 9 s.

Novikov Û.N. Reviziâ ob"ektov i pereocenka zapasov i resursov – neotložnye zadači podgotovki bližajšego rezerva uglevodorodnogo syr'â Rossii //Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie. – 2009a. – # 4. – S. 33–43.

Novikov Û.N. Èvolûciâ otečestvennoj klassifikacii zapasov i resursov nefti i gaza: ot treh – k vos'mi. 0420800064\0008 //Neftegazovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika: èlekt. nauč. žurn. – SPb.: VNIGRI, 2009b. - #1. - http://www.ngtp.ru/rub/6/13_2009.pdf.

Osnovy razrabotki šel'fovyh neftegazovyh mestoroždenij i stroitel'stva morskikh sooruzenij v Arktike /A.B. Zolotuhin i dr. – M.. GUP. Izd-vo “Neftegaz” RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2000. – 770 s.

Podsčet zapasov nefti, gaza, kondensata i soderžašihsâ v nih komponentov: Spravočnik /I.D. Amelin i dr. [Pod red. V.V. Stasenkova, I.S. Gutmana]. – M.. Nedra, 1989. – 270 s.

Sopostavlenie klassifikacij resursov i zapasov nefti i gaza Rossii i SŠA /N.N. Nemčenko i dr. // Geologiâ nefti i gaza. – 1996, #8 – S. 20 – 24.