

УДК 622.276.1/4.038

В.Н. Петров¹, e-mail: petrov@tatnipi.ru¹ ТатНИПИнефть – ОАО «ТАТНЕФТЬ» (Бугульма, Республика Татарстан, Россия).

Совершенствование системы разработки зонально-неоднородных коллекторов на примере терригенных отложений горизонта D₁ Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения

Результаты скважинных исследований текущего состояния разработки залежей крупных месторождений нефти Республики Татарстан свидетельствуют о высокой неоднородности вмещающих пород, которая существенно осложняет геологическое строение объектов и влияет на принятие геолого-технологических решений, направленных на повышение довыработки запасов нефти и увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН).

В условиях неоднородного многопластового месторождения, как правило, происходит неравномерная выработка запасов по пластам с различной фильтрационно-емкостной характеристикой (ФЕС).

При проектировании разработки нефтяных месторождений параметры неоднородности геологического строения залежей обычно оцениваются на основе трехмерной геологической модели, построенной с использованием детерминистического подхода. При отсутствии необходимой информации для построения геологической и гидродинамической моделей параметры, характеризующие неоднородность строения залежи, определяются аналитическим способом на основании эмпирической зависимости между значениями водонефтяного фактора (ВНФ) от остаточных извлекаемых запасов. С помощью полученной зависимости появляется возможность решать задачи по обнаружению и вовлечению в активную разработку зон с большим количеством остаточных запасов нефти, по выбору наиболее правильного направления бурения боковых и боковых горизонтальных стволов в ранее недренируемых зонах развития коллектора с целью уплотнения существующей сетки скважин, довыработки остаточных запасов, расположенных в межскважинном пространстве. Вторые стволы необходимо бурить в направлении той из соседних окружающих скважин, которая имеет такие технологические показатели эксплуатации, при которых ее ВНФ к моменту одинакового обводнения продукции окружающих скважин был бы максимальным при максимальных значениях остаточных запасов нефти. Использование данного метода приводит к увеличению коэффициента охвата всей залежи дренированием, тем самым создавая условия для извлечения нефти из невыработанных зон без дополнительных капитальных затрат на бурение новых добывающих скважин.

Ключевые слова: месторождение, геологические запасы, остаточные запасы, тупиковая зона, линза, скважина, обводненность, нефтенасыщенная толщина, боковой ствол, сетка скважин, водонефтяной фактор, коэффициент охвата.

.....

В.Н. Петров¹, e-mail: petrov@tatnipi.ru¹ Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft – TATNEFT JSC (Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia).

Optimization of heterogeneous reservoir development by the example of terrigenous formation D₁ of Abdrakhmanovskaya area, Romashkinskoye oil field

Results of downhole surveys performed in Tatarstan oil fields show severe heterogeneity of matrix rocks, which causes geology complexity and affects selection of techniques and technologies to enhance oil recovery and increase production of remaining oil in place.

Heterogeneous multi-layered reservoirs are generally characterized by non-uniform reserve recovery from pay zones with differing flow properties.

When planning oil field development, reservoir heterogeneity parameters are usually defined from a deterministic 3D geological model. In the absence of data required to generate geologic and reservoir simulation models, heterogeneity parameters are determined analytically from empirical relationship between water-oil ratio (WOR) and the remaining recoverable reserves. Based on this relationship, we can solve various problems including identification and development of zones containing large volumes of remaining oil reserves, selection of optimal direction of sidetracking and horizontal

sidetracking in previously undrained zones, as well as recovery of the remaining reserves from unswept zones. Sidetracks should be drilled in the direction of that offset well which will have, based on its performance data, maximum water-oil ratio (WOR) at maximum remaining oil reserves by the time of similar well-stream watercut in the adjacent wells. This approach results in sweep efficiency increase and, as a consequence, production of oil from previously undrained zones at zero additional costs of drilling new wells.

Keywords: oil field, reserves, remaining reserves, by-passed zone, well, watercut, net pay, sidetrack, well spacing, water-oil ratio, sweep efficiency.

Современные экономические условия требуют обеспечения высокой эффективности капитальных вложений на всех стадиях разработки нефтяных месторождений путем внедрения передовых технологий и методов повышения нефтеизвлечения.

Результаты скважинных исследований текущего состояния разработки залежей крупных месторождений нефти Республики Татарстан свидетельствуют о высокой неоднородности вмещающих пород, которая существенно осложняет геологическое строение объектов и влияет на принятие геолого-технологических решений, направленных на повышение довыработки запасов нефти и увеличение КИН.

Особенности строения Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения, характеризующегося высокой макронеоднородностью ловушек, способствовали возникновению большого количества целиков нефти, застойных и тупиковых зон, отдельных линз недренируемых запасов. Остаточные запасы нефти в виде таких образований чаще всего встречаются в терригенных отложениях верхнего девона (группа пластов D_1). Как известно, продуктивный горизонт D_1 представлен восемью пластами (а, б1, б2, б3, в, г1, г2, г3+д) и отличается наибольшей зональной и послонной неоднородностью по сравнению с другими объектами разработки. При этом зональная неоднородность в полной мере определяется по промысловым данным работы скважин – по их различным значениям дебитов и коэффициентов продуктивности. Общепринятой

мерой неоднородности является коэффициент вариации v , равный отношению среднеквадратичного отклонения σ к средней величине x_{cp} . На рассматриваемом участке (рис. 1) достаточно четко прослеживается связь между неоднородностью пласта, дебитами скважин и коэффициентом продуктивности. На рисунке 1 представлена выкопировка с карты разработки пласта D_1 г Абдрахмановской площади, где выделенные типы неоднородности составляют по дебитам $v_1 = 0,75$, по коэффициенту продуктивности $v_2 = 0,73$ [1].

Рассматриваемый пласт D_1 г1 содержит около 12% от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) всего объекта горизонта D_1 и по нему уже отобрано более 90% от извлекаемых запасов нефти.

Основным требованием внедрения современных методов и технологий по повышению нефтеизвлечения является обеспечение высокой эффективности капитальных вложений на всех стадиях разработки нефтяных месторождений. При изучении геологического строения коллекторов недостаточный анализ всех видов неоднородности часто приводит к неверному представлению о геологическом строении и в этой связи к принятию нерациональных решений, направленных на повышение КИН. Такие решения по геолого-технологическим мероприятиям приводят к низкому коэффициенту нефтеизвлечения в результате быстрого обводнения скважин по залежам с тупиковыми зонами, целиками, линзами, зонами замещения и выклинивания коллекторов и т.д. В условиях неоднородного многопластового месторождения, как правило,

происходит неравномерная выработка запасов по пластам с различной фильтрационно-емкостной характеристикой (ФЕС). Решение задачи наиболее полной довыработки остаточных запасов заключается в обнаружении и вовлечении в активную разработку зон с большим количеством остаточных запасов нефти и выбора наиболее правильного направления бурения боковых и боковых горизонтальных стволов в ранее недренируемые зоны развития коллектора с целью уплотнения существующей сетки скважин и довыработки межскважинного пространства.

При проектировании разработки нефтяных месторождений параметры неоднородности геологического строения залежей обычно оцениваются на основе трехмерной геологической модели, построенной с использованием детерминистического подхода. При отсутствии необходимой для построения моделей информации параметры неоднородности определяются аналитическим способом на основании эмпирической зависимости между различными показателями работы скважин.

На основе проведенных исследований геологического строения терригенных отложений автором предложена и запатентована новая методика, которая может применяться при разработке нефтяных месторождений на поздней стадии разработки, при выработке до 70–80% от начальных извлекаемых запасов с учетом объемной макронеоднородности пласта. С помощью данной методики появляется возможность определять местоположение целиков нефти, застойных и тупиковых зон, отдельных

Ссылка для цитирования (for references):

Петров В.Н. Совершенствование системы разработки зонально-неоднородных коллекторов на примере терригенных отложений горизонта D_1 Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 11. С. 113–117.

Petrov V.N. Optimization of heterogeneous reservoir development by the example of terrigenous formation D_1 of Abdrakhmanovskaya area, Romashkinskoye oil field (In Russ.). *Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory*, 2015, No. 11. P. 113–117.

линз с остаточными запасами нефти на основе выявления закономерностей и зависимостей показателей разработки по геолого-технологическим и промышленным данным выработки неоднородных коллекторов отложений терригенного девона.

Таким образом, основным условием для резетки бокового или бокового горизонтального стволов из старой скважины является наличие рентабельных запасов нефти, отнесенных к слабодренлируемой локальной зоне.

Целью предлагаемого метода является наиболее полное доизвлечение нефти из застойных и тупиковых зон, отдельных линз и зон с ухудшенными коллекторскими характеристиками за счет точного определения их местоположения в объеме залежи. Цель достигается путем анализа промысловых данных для выбора оптимального расположения забоев вторых стволов с различным окончанием (вертикальным и горизонтальным). Метод позволяет уплотнить существующую сетку скважин эксплуатационного фонда и довыработать остаточные запасы в межскважинном пространстве. При поэтапном извлечении нефти начальный этап соответствует утвержденному технологическому проектному документу со стандартными и общепризнанными принципами разработки (бурением проектного добывающего и нагнетательного фонда скважин и доразведкой межскважинного пространства с целью поиска остаточных запасов нефти). Последующий этап предусматривает уплотнение существующей сетки путем резеток вторых стволов с различным окончанием из скважин, вышедших в тираж из-за технических или технологических причин, и при необходимости бурение дополнительных скважин, в том числе горизонтальных, учитывая объемную неоднородность объекта. Боковые вертикальные или горизонтальные стволы бурят в направлении той из соседних окружающих скважин, которая имеет наибольший водонефтяной фактор к моменту одинакового обводнения продукции с окружающими скважинами при наименьшем проценте отбора.

Параметры, используемые при расчетах в данной методике, были приняты на

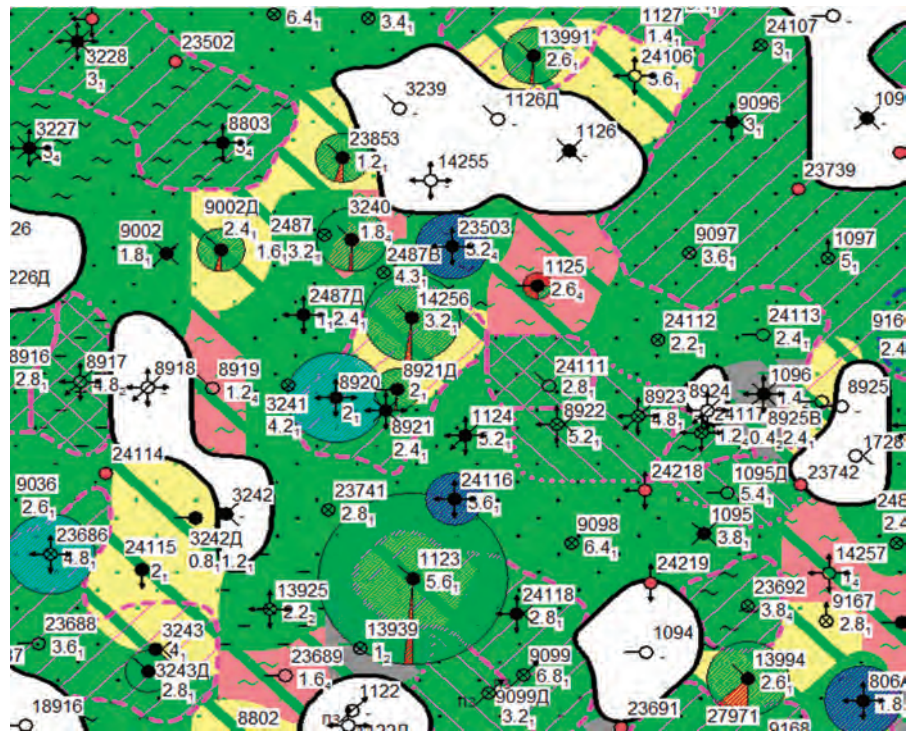


Рис. 1. Выкопировка с карты разработки пласта Д₁г₁
Fig. 1. Hard copy of the reservoir development card D₁g₁

основе геолого-геофизических данных рассматриваемого участка Абдрахмановской площади Ромашкинского нефтяного месторождения Республики Татарстан, представленного терригенными коллекторами пашийского горизонта пласта Д₁г₁ (рис. 1).

Анализ геолого-геофизической информации исследуемого участка показал, что общая толщина горизонта Д₁ составляет в среднем 39,4 м при интервале изменения от 31,4 до 52,1 м. Значение средней эффективной толщины находится в пределах 15–16 м, притом что нефтенасыщенная толщина составляет 14,2 м, т.е. на участке вскрыт ВНК. Рассматриваемый в примере пласт Д₁г₁ имеет среднюю нефтенасыщенную толщину 3,7 м.

В процессе исследований были построены литологические карты и подсчитаны запасы нефти (2621 тыс. т геологических и 1292 тыс. т извлекаемых). После достижения обводненности добываемой продукции одной из скважин до 70% произвели оценку вовлеченных извлекаемых запасов в целом по залежи, по характеристикам вытеснения, величина которых составила 1507 тыс. т. Таким образом, невовлеченные извлекаемые

запасы, равные разнице между подсчитанными начальными и вовлеченными запасами, составили 215 тыс. т, т.е. определили местонахождение остаточных запасов по величине ВНФ ко времени обводнения добываемой продукции скважин до 70%. Наибольшее значение ВНФ – в зоне скв. 5 (ВНФ = 2,41), скв. 7 (ВНФ = 2,4), и в зоне дренирования тех же скважин, оказалось, сосредоточены наибольшие остаточные запасы нефти: в зоне скв. 5 остаточные запасы – 50,6 тыс. т и в зоне скв. 7 – 49,3 тыс. т (табл.). Для проверки правильности расчетов остаточных запасов нефти по каждой скважине определялась накопленная добыча на всем участке. Затем сравнивалась с суммированной добычей по всем скважинам. При этом проверялось выполнение условия материального баланса:

$$Q_{\text{ост}}^{\text{бал}} = Q_{\text{нач}}^{\text{бал}} - Q_{\text{нак}}^{\text{неф}}$$

где $Q_{\text{ост}}^{\text{бал}}$ – остаточные балансовые запасы в целом по объекту;

$Q_{\text{нач}}^{\text{бал}}$ – начальные балансовые запасы в целом по объекту;

$Q_{\text{нак}}^{\text{неф}}$ – накопленная добыча нефти в целом по объекту.

Таблица. Показатели разработки выбранного участка пласта Д₁г1

Table. Indicators of chosen site reservoir development D₁g1

Номер скважины Number of well	Геологические запасы, тыс. т Geological reserves, ths. t	Начальные извлекаемые запасы, тыс. т Initial recoverable reserves, ths. t	Текущая обводненность В, % Current water-cut В, %	ВНФ, д. ед. WOR, unit fraction	Остаточные извлекаемые запасы Q, тыс. т Residual recoverable reserves Q, ths. t	ВНФ при 70% обводненности, д. ед. WOR at 70% water cut, unit fraction
2	224	112,5	95,7	0,36	49,1	2,39
3	191	94,8	97,7	2,62	30	2,33
5	235	116,7	59,9	0,27	50,6	2,41
6	169	82,0	92,3	2,13	14,6	2,23
7	236	118,1	95,5	0,77	49,3	2,4
12	210	102,7	95,2	1,18	35,1	2,36
13	203	101,8	82,4	1,29	35,5	2,36
14	194	97,1	86,2	2,14	32	2,34
16	198	95,8	87,1	1,11	31,9	2,34
17	177	85,9	94,2	0,86	20,8	2,27
19	206	100,9	92,5	1,23	34,4	2,36
20	174	86,5	91,7	1,89	18,7	2,26
21	204	97,6	89,9	1,96	28,4	2,3

Для исследования влияния параметров строилась зависимость $y = f(x)$, при этом по оси y откладывался водонефтяной фактор ВНФ при максимальной обводненности на определенную дату (в данном случае – на дату обводнения скважин до 70%), а по оси x – остаточные запасы нефти по каждой скважине [2]. На основе анализа данных, представленных в таблице, а также по результатам исследований была найдена корреляционная зависимость между этими двумя параметрами. На рисунке 2 представлен

график зависимости накопленного водонефтяного фактора (ВНФ) к моменту одинакового обводнения продукции скважин (70%) от остаточных извлекаемых запасов ($Q_{ост}$). Данная зависимость, полученная по данным разработки участка Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения отложений пласта Д₁-г1 терригенного девона, существует и для других месторождений, поскольку при наличии тупиковых зон и линз возле добывающей скважины вместо неподвижной нефти добывается допол-

нительное количество попутной воды, что приводит к увеличению ВНФ. Приведенный ниже график иллюстрирует взаимосвязь двух параметров и имеет линейную зависимость, т.е. имеет прямую (положительную) корреляцию, при которой увеличение ВНФ по скважине связано с увеличением недренируемых остаточных извлекаемых запасов нефти застойных зон и выражается уравнением регрессии:

$$\text{ВНФ} = 0,0012 Q_{ост} + 2,2912. \quad (1)$$

В данном случае коэффициент корреляции имеет положительные значения и изменяется в пределах от 0 до 1. Далее определили максимальные и минимальные значения x и y и выбирали только те скважины, которые имеют максимальные значения ВНФ и остаточных запасов нефти. Данная зависимость вполне может быть использована в практических целях при проектировании разработки терригенных коллекторов на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

На рисунке 3 представлена схема размещения проектных и дополнительных горизонтальных скважин с боковыми стволами, вскрывшими две застойные зоны (линзу и тупиковую зону).

После достижения периода падения добычи определяют подвижные запасы

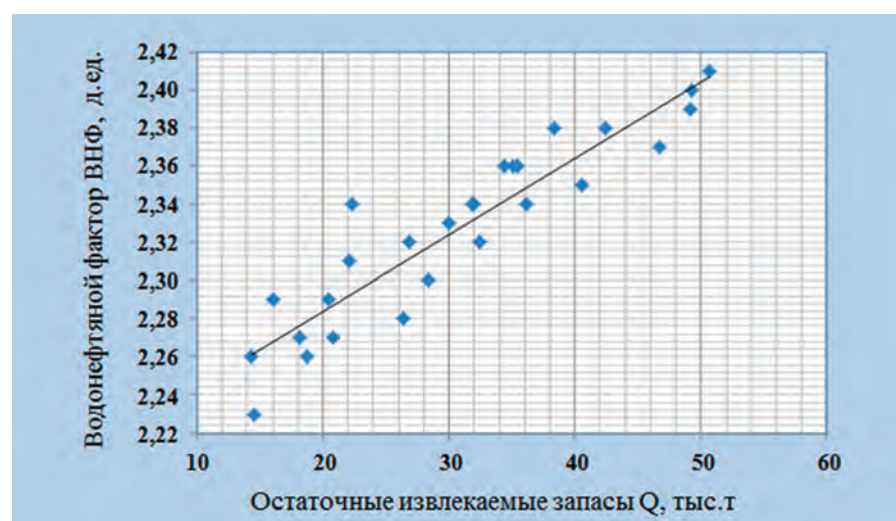


Рис. 2. График зависимости накопленного водонефтяного фактора (ВНФ) к моменту одинакового обводнения 70% от остаточных извлекаемых запасов ($Q_{ост}$)

Fig. 2. Dependency graph of accumulated water-oil ratio (WOR) by the time the same encroachment 70% on residual recoverable reserves (Q_{res})

с использованием характеристик вытеснения. Сопоставляя запасы, подсчитанные объемным методом, и по характеристикам вытеснения определяют наличие и количество неподвижной нефти, сосредоточенной в целиках, тупиковых зонах, линзах и вблизи зон замещения. Используя полученную ранее зависимость невовлеченных в окрестности скважины остаточных запасов ($Q_{ост}$) от накопленного ВНФ данной скважины, выраженную уравнением регрессии (1), определяют невовлеченные остаточные запасы по каждой скважине выбранного участка.

Выбирают скважины для бурения вторых стволов из числа вышедших в тираж по техническим (деформация колонны труб скважины и т.д.) или по технологическим (обводнение скважины выше предельной, низкий дебит и т.д.) причинам, расположенные в зоне с максимальными остаточными запасами нефти. Причем второй ствол бурят в направлении тупиковых зон и линз возле добывающих скважин, которые вместо неподвижной нефти добывают дополнительное количество попутной воды, что приводит к увеличению ВНФ. Пускают скважины со вторым стволом под добычу, добывают дополнительную нефть из застойных зон (тупиковые зоны, линзы), что приводит к более полной выработке запасов и увеличению КИН.

Боковые стволы проводятся со скв. 9 и 10, остановленных из-за достижения предельно нерентабельного дебита, по направлению скв. 5 и 7 соответственно. Вскрывают линзу и тупиковую зону с запасами 50,6 и 49,3 тыс. т. Пускают скв. 9 и 10 в добычу. Определяют величину до-

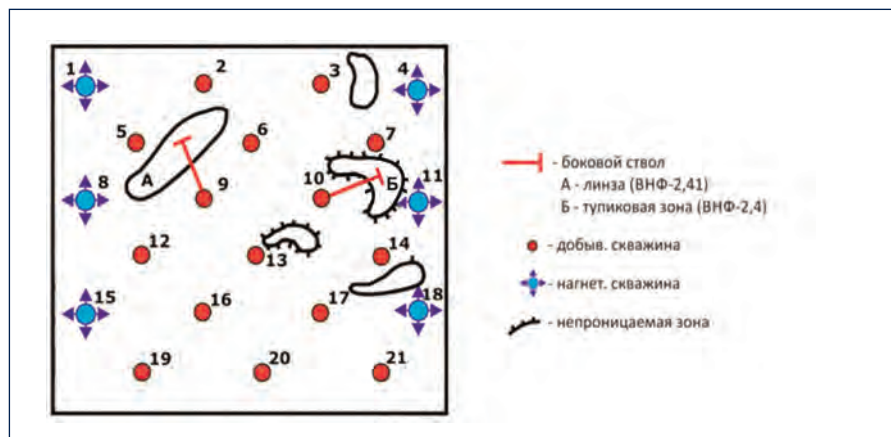


Рис. 3. Участок месторождения, разбуренный по равномерной сетке скважин

Fig. 3. Field site drilled on a uniform grid of wells

полнительно вовлеченных запасов – 25,3 и 24,6 тыс. т соответственно с использованием характеристик вытеснения. Извлекаемые запасы выросли на 10% и составляют 549,4 тыс. т, против 499,5 тыс. т из двух скважин. Дополнительная добыча нефти за весь период эксплуатации двух скважин составит 49,9 тыс. т, коэффициент извлечения нефти по всему участку увеличится на 3%.

ВЫВОДЫ

1. При отсутствии необходимой информации для построения геологической и гидродинамической моделей параметры, характеризующие неоднородность строения залежи, определяются аналитическим способом на основании эмпирической зависимости между значениями ВНФ от остаточных извлекаемых запасов.
2. Представленный метод применяется при разработке нефтяных месторождений на поздней стадии разработки и

позволяет вырабатывать запасы нефти из застойных и тупиковых зон, линз и зон с ухудшенными коллекторскими свойствами за счет уплотнения существующей сетки скважин путем оптимального выбора направления бурения вертикальных, горизонтальных и боковых стволов.

3. Вторые стволы необходимо бурить в направлении той из соседних окружающих скважин, которая имеет такие технологические показатели эксплуатации, при которых ее ВНФ к моменту одинакового обводнения продукции окружающих скважин был бы максимальным при максимальных значениях остаточных запасов нефти.

4. Использование данного метода приводит к увеличению коэффициента охвата всей залежи дренированием, тем самым создавая условия для извлечения нефти из невыработанных зон без дополнительных капитальных затрат на бурение новых добывающих скважин.

Литература:

1. Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д., Хамзин Р.Г. О неоднородности продуктивных пластов // Вопросы геологии, разработки нефтяного месторождения, гидродинамики и физики пласта: тр. ТатНИИ. Л., 1974. Вып. 6. С. 243–252.
2. Рамазанов Р.Г., Петров В.Н., Файзуллин И.Н. Способ разработки нефтяного месторождения: Пат. 2172395 РФ, МПК Е 21 В 43/20. Заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти «ТатНИПИнефть». № 99117604/03; заявл. 10.08.1999; опубл. 20.08.2001, Бюл. № 23.

References:

1. Lysenko V.D., Mukharsky E.D., Khamzin R.G. O neodnorodnosti produktivnyh plastov [On the heterogeneity of development reservoirs]. *Voprosy geologii, razrabotki nefljanogo mestorozhdenija, gidrodinamiki i fiziki plasta: trudy TatNII* [Issues of the geology, oil field development, fluid dynamics and physics of the reservoir: proceedings of the TatNII]. Leningrad, 1974. Issue 6. P. 243–252.
2. Ramazanov R.G., Petrov V.N., Faizullin I.N. *Sposob razrabotki nefljanogo mestorozhdenija* [Method of oil field development]. Pat. 2172395 RF, MPK E 21 B 43/20. The applicant and patentee Tatneft JSC TatNIPIneft Tatar Research and Design Institute of Oil. No. 99117604/03; applied on 10.08.1999; published on 20.08.2001, Bul. No. 23.