

Совершенствование системы разработки мощного низкопроницаемого объекта на примере центрального участка Приобского месторождения

Improving the development system of a thick low-permeability reservoir on the example of the central section of the Priobskoye field

A.N. Yanin¹, M.M. Bikkulov², K.E. Yanin¹, D.Yu. Kolupaev²

¹Design Bureau TERM LLC, RF, Tyumen

²Gazpromneft-Khantost LLC, RF, Khanty-Mansiysk

E-mail: Term@term-pb.ru

Keywords: Priobskoye field, low-permeability formations, development system, wells, grid compaction, hydraulic fracturing, efficiency of measures, water-flooding characteristics, oil recovery factor

The authors identified the evolution stages of development system for the central section of the Priobskoye field (southern part) and evaluated the effectiveness of the implemented solutions. The object of study is the low-permeable horizons AC₁₀ and AC₁₂, identified at the beginning as a single development object. Joint exploitation of different-permeable formations AC₁₀ (5.9·10⁻³ мкм²) and AC₁₂ (2·10⁻³ мкм²) led to a twofold lag in the production of oil reserves from the worst formation. The authors explored key issues in the development of low-permeability reservoirs: if it is possible to obtain relatively high rates of oil recovery under the indicated conditions and by what means can they be ensured; what will be the characteristic of the water-flooding of the area developed with the massive and repeated use of large-volume hydraulic fracturing; are there any prospects to ensure oil recovery at such facilities - more than 0.3. The study of the 20-year history of the development of the central section of the AC₁₀₋₁₂ reservoir allowed to answer positively the above questions. The factors for a rapid increase in oil production in the area at stages I-II are high drilling rates, repeated large-volume hydraulic fracturing in wells, creation of low bottomhole pressures (less than 5 MPa) in production wells and high wellhead injection pressures (more than 20 MPa), correct consideration of the probable direction of development of hydraulic fractures in the reservoirs. The factors for maintaining oil production at the III stage of the development of the site were quick commissioning of infill production wells; mass drilling of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing into separate layers in order to locally subdivide the AC₁₀₋₁₂ object; selective sidetracking from idle wells; reduction of bottomhole pressure in high-watered wells - up to 3 MPa; regulation of water injection volumes by area zones, reduction of the current withdrawal compensation by injection. Due to these effective measures, it was possible to ensure a favorable characteristic of oil displacement by water. As a result, the final recovery factor expected for the area will be 20% higher than the oil recovery approved in general for the AC₁₀₋₁₂ facility in the southern part of the Priobskoye field.

Целью работы являются выделение этапов разработки центрального участка Приобского месторождения (рис. 1) и оценка эффективности решений по ее развитию с 2003 по 2021 г. на основе геолого-промыслового анализа. Исследованы слабопроницаемые (проницаемостью $k_{пр} = (2-6,9) \cdot 10^{-3}$ мкм²) горизонты AC₁₀ и AC₁₂, выделенные ранее в качестве единого объекта разработки на центральном участке южной лицензионной территории (ЮЛТ) месторождения. Изученный эксплуатационный объект AC₁₀₋₁₂ включает шесть продуктивных пластов: AC₁₀⁰⁻¹, AC₁₀¹⁻³, AC₁₀⁴, AC₁₁¹, AC₁₂¹, AC₁₂³⁻⁵. Краткая геологическая характеристика центрального участка приведена в табл. 1.

А.Н. Янин¹,
М.М. Биккулов²,
К.Е. Янин¹, К.Э.Н.,
Д.Ю. Колупаев²

¹ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ»

²ООО «Газпромнефть-Хантос»

Адрес для связи: Term@term-pb.ru

Ключевые слова: Приобское месторождение, низкопроницаемые пласты, система разработки, скважины, уплотнение сетки скважин, гидроразрыв пласта (ГРП), эффективность мероприятий, характеристика обводнения, коэффициент извлечения нефти (КИН)

DOI: 10.24887/0028-2448-2023-1-16-22

При разработке пластов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) рассматривались следующие основные вопросы [1–4]:

– можно ли в указанных условиях получить сравнительно высокие темпы отбора нефти и какими средствами;

– какова при этом будет характеристика обводнения участка, разрабатываемого при масштабном применении большеобъемных гидроразрывов пласта (ГРП);

– есть ли перспективы обеспечить на подобных объектах коэффициент извлечения нефти (КИН) более 0,3.

Выполненный авторами анализ почти 20-летней истории разработки центрального участка ЮЛТ (со средней по объекту AC₁₀₋₁₂ проницаемостью $k_{пр} = 4,7 \cdot 10^{-3}$ мкм²) позволил положительно ответить на указанные вопросы.

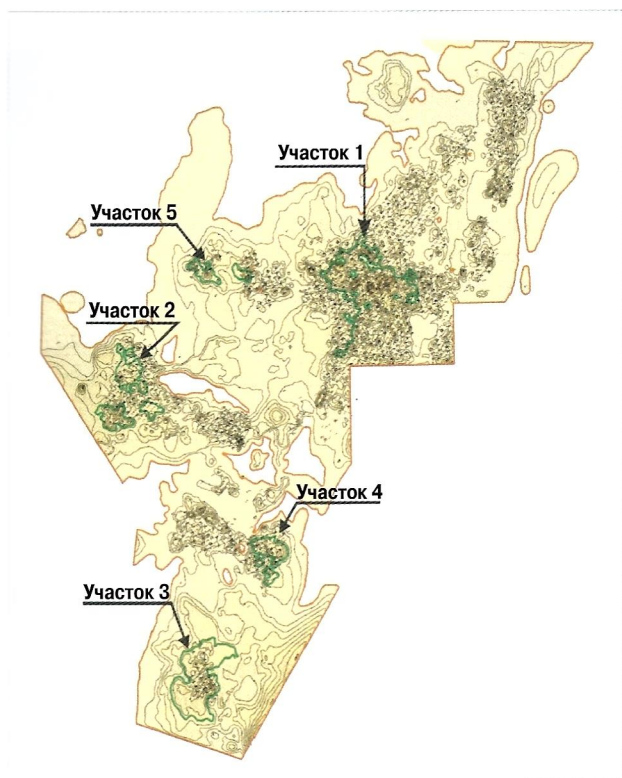


Рис. 1. Схема расположения центрального участка (участок 1)

Таблица 1

| Показатели | Горизонт | | В целом по объекту |
|---|------------------|------------------|--------------------|
| | АС ₁₀ | АС ₁₂ | |
| Абсолютная отметка кровли, м | -2393 | -2603 | -2393 |
| Общая толщина пласта, м | 153 | 94 | 297 |
| Нефтенасыщенная толщина пласта h_n , м | 18 | 15 | 33 |
| Проницаемость (по результатам геофизических исследований скважин (ГИС)) $k_{гр}$, мкм ² | 0,0069 | 0,002 | 0,0047 |
| Проводимость пласта $k_{гр} \cdot h_n$, мкм ² ·м (%) | 125 (81) | 30 (19) | 155 (100) |
| Нефтенасыщенность (по данным ГИС), % | 64 | 60 | 62 |
| Коэффициент песчаности | 0,48 | 0,48 | 0,14 |
| Расчлененность | 15 | 12 | 27 |
| Средняя толщина первого прослоя, м | 1,20 | 1,25 | 1,22 |
| Послойная неоднородность $V_{посл}$ | 0,463 | 0,427 | 0,739 |
| Начальные запасы нефти, тыс. т: геологические (НГЗ) | 67130 | 53123 | 120253 |
| извлекаемые (НИЗ) | 22964 | 17321 | 40285 |
| КИН (оценка авторов) | 0,342 | 0,326 | 0,335 |
| Плотность НИЗ нефти, тыс. т/га | 5,522 | 4,165 | 9,687 |
| Удельные НИЗ на одну скважину основной сетки, тыс. т | 118,4 | 89,3 | 207,7 |

Исследуемый участок характеризуется низкой проницаемостью, значительными нефтенасыщенной толщиной и расчлененностью. По величине НИЗ (40 млн т) рассматриваемая территория сопоставима с месторождениями, являющимися средними по запасам нефти.

Изучены 439 скважин, вскрывших объект АС₁₀₋₁₂, в том числе наклонно направленных скважин (ННС) – 291 (из них скважин основной сетки – 194, уплотняю-

щих – 97), горизонтальных скважин (ГС) – 124, боковых стволов (БС) – 24. Все скважины за историю разработки перебивали в добыче нефти. Из их числа под закачкой находились 144 скважины, в том числе 94 нагнетательных ННС основной сетки и 50 добывающих скважин, переведенных в систему поддержания пластового давления (ППД).

По результатам геолого-разведочных работ (ГРР) установлено, что без проведения ГРП ожидаемые по новым ННС дебиты нефти при динамическом уровне $H_{дин} = 1000-1150$ м не превысят 10–15 т/сут с учетом удельной продуктивности пластов – 0,078 (АС₁₂) и 0,192 (АС₁₀) т/(сут·МПа·м). Эти исходные данные о продуктивности пластов использовались при составлении в 1996 г. проекта пробной эксплуатации (ООО НИПФ «ТЭРМ», руководитель А.Н. Янин). Показатели разведочных скважин приведены в табл. 2.

Таблица 2

| Показатели | Горизонт | |
|---|------------------|------------------|
| | АС ₁₀ | АС ₁₂ |
| Число испытанных (без ГРП) скважин | 17 | 18 |
| h_n , м | 7,8 | 10,5 |
| $k_{гр}$, мкм ² | 0,015 | 0,004 |
| $k_{гр} \cdot h_n$, мкм ² ·м | 0,117 | 0,043 |
| Средний динамический уровень $H_{дин}$, м | 1050 | 1145 |
| Дебит нефти, т/сут: | | |
| общий | 0,7–75 | 1,7–25 |
| средний | 13,5 | 8,6 |
| Удельный дебит нефти, т/(сут·м) | 1,73 | 0,82 |
| Коэффициент продуктивности $K_{прод}$, т/(сут·МПа) | 1,5 | 0,82 |

В начале 2018 г. на Приобском месторождении (ЮЛТ) насчитывалось 4053 скважины, в которых были выполнены 8412 ГРП, или около 2,1 операции/скв. [5]. При этом с 2017 г. доля повторных ГРП превышала 50 % общего их числа. Большинство выполненных ГРП были большеобъемными: в одну ННС в среднем закачено 100 т проппанта, в ГС – 456 т, в БС – 237 т. Авторами рассчитано, что на ЮЛТ Приобского месторождения за счет массового проведения ГРП за историю разработки извлечено более 2/3 общей добычи нефти.

В 2021 г. на ЮЛТ были получены следующие показатели разработки объекта АС₁₀₋₁₂ в целом: добыча нефти – 8717 тыс. т, добыча жидкости – 23853 тыс. т, закачка воды – 22427 тыс. м³; действующий фонд скважин – 3508, в том числе добывающих – 2558, нагнетательных – 950, средний дебит нефти – 9 т/сут, жидкости – 25 т/сут, приемистость нагнетательных скважин – 80 м³/сут, добыча нефти – 37 % НИЗ, обводненность – 64 %, фактический КИН – 0,1, текущая компенсация отборов жидкости закачкой – 83 %, накопленная – 106 %, накопленный водонефтяной фактор (ВНФ) – 0,9 т/т, степень прокачки $T_{пл}$ – 0,18. В целом показатели разработки объекта АС₁₀₋₁₂ следует признать положительными. Накопленный опыт по совершенствованию системы разработки может быть распространен на другие месторождения, содержащие залежи нефти в низкопроницаемых (НПК) и ультранизкопроницаемых (УНПК) коллекторах.

В 2021 г. добыча нефти по центральному участку составила 905 тыс. т, или 42 % максимальной ранее достигнутой – 2170 тыс. т (2007 г.), добыча жидкости – 3015 тыс. т, или 82 % прежней максимальной 3676 тыс. т. (2019 г.), закачка воды – 2786 тыс. м³, или 67 % предыдущих максимальных уровней – 4139 и 4167 тыс. м³ (соответственно в 2009 и 2019 г.), текущая компенсация отборов закачкой – 85 %, накопленная – 94 %, темп отбора нефти – 2,3 % НИЗ, 5,7 % текущих извлекаемых запасов (ТИЗ), «кратность» ТИЗ нефти – 17,5 лет, средний дебит нефти – 10 т/сут, жидкости – 32 т/сут, обводненность – 70 %, приемистость – 86 м³/сут, соотношение приемистость/дебит жидкости – 2,7, число добывающих скважин $N_{\text{доб}} = 261$, нагнетательных $N_{\text{наг}} = 115$, соотношение $N_{\text{доб}}/N_{\text{наг}} = 2,27$, что не характерно для объектов, представленных НПК. В 2011–2012 гг., т.е. в середине фактического периода разработки, это соотношение было весьма «жестким» – 1,15–1,18, характерным для интенсивной стандартной площадной пятиточечной системы воздействия. В 2021 г. снижение добычи нефти относительно 2020 г. увеличилось до 21 % по сравнению с 10 % в 2020 г. Таким образом, к 2022 г. ресурсы поддержания добычи нефти по участку в основном были исчерпаны.

История формирования системы разработки центрального участка

В развитии системы разработки участка можно выделить три этапа [6, 7].

Этап 1. В 2003 г. участок введен в эксплуатацию. Первоначальная система разработки была блоковой, однорядной размером 433×500 м, плотность сетки скважин (ПСС) – 21,65 га/скв. Основной фонд включал 194 скважины (все ННС с ГРП), в том числе 100 добывающих и 94 нагнетательных при проектном соотношении $N_{\text{доб}}/N_{\text{наг}} = 1,1$. Участок был разбурен за 6 лет (2003–2008 гг.). Максимальный (28 %) годовой темп ввода скважин основного фонда отмечен в 2006 г. На основной фонд приходится 44 % общего числа скважин.

Этап 2. С 2012 г. на участке началось бурение уплотняющих добывающих скважин (все ННС с ГРП). За 2012–2014 гг. их было введено 95 и еще 2 в 2020 г., итого 97 уплотняющих ННС, что составило 22 % общего числа скважин на участке на 01.01.2022 г.

В итоге по основной и уплотняющей сеткам насчитывалась 291 скважина (ННС с ГРП), или 66 % общего числа.

Этап 3. С 2015 г. в небольших объемах на участке бурились БС, всего их введено 24 (6 % общего числа скважин). С 2016 г. массово начали вводить в эксплуатацию добывающие ГС с целью создания частично самостоятельных сеток скважин на отдельные пласты объекта АС₁₀₋₁₂. С 2016 по 2021 г. в эксплуатацию были введены 124 ГС, или 28 % общего числа всех скважин на участке. Показатели выработки запасов нефти по исследуемому участку на начало каждого этапа уплотнения сетки скважин приведены в табл. 3.

Бурение 194 ННС основного фонда было завершено в 2008 г. Через 2 года возник главный вопрос о возможных направлениях совершенствования однорядной системы разработки [6, 7]. В зонах наибольших нефтена-

Таблица 3

| Показатели | Начало бурения | | За 2021 г. |
|--------------------------------|-----------------|---------|------------|
| | уплотняющих ННС | ГС и БС | |
| Год начала мероприятия | 2012 г. | 2016 г. | – |
| Текущий КИН | 0,103 | 0,152 | 0,209 |
| Добыча нефти, % НИЗ | 30,8 | 45,4 | 62,5 |
| Обводненность, % | 45 | 65 | 70 |
| Накопленный ВНФ, т/т | 0,36 | 0,65 | 1,0 |
| Темп отбора, %: | | | |
| от НИЗ | 3,6 | 3,2 | 2,2 |
| от ТИЗ | 5,0 | 5,5 | 5,7 |
| Кратность ТИЗ нефти, число лет | 20,0 | 18,2 | 17,5 |
| ТИЗ нефти, тыс. т: | | | |
| всего | 27878 | 23264 | 15098 |
| на одну добывающую скважину | 263 | 118 | 58 |
| $T_{\text{на}}$ | 0,13 | 0,23 | 0,37 |

сыщенных толщин ($h_{\text{н}} > 60$ м) первоначальные удельные НИЗ нефти превышали 300–350 тыс. т/скв.

В 2011 г. по заданию ООО «Газпромнефть-Хантос» специалисты ООО «ПБ «ТЭРМ» выполнили исследование различных вариантов добурирования скважин на объекте АС₁₀₋₁₂. На 3D модели были рассмотрены шесть вариантов уплотнения сетки с доведением ПСС до 14,4; 12,4; 11,8; 8,7 и 7,2 га/скв. На первой стадии для реализации был выбран вариант 2 (ПСС – 14,4 га/скв), предусматривающий бурение новых скважин на линиях добывающих рядов при сокращении расстояния между скважинами в них до 250 м. Межрядное расстояние 433 м на первой стадии уплотнения не изменялось.

В 2012–2014 гг. по проекту ООО «Газпромнефть НТЦ» в соответствии с рекомендациями ООО «ПБ ТЭРМ» было пробурено 95 уплотняющих скважин. Данные анализа эффективности уплотнения сетки скважин приведены в работах [4, 6, 7].

Таким образом, число скважин с конструкцией ННС+БС составило 72 % их общего числа на участке, а с горизонтальным окончанием – 28 %. Рассмотрим фактические результаты уплотнения сетки по данному участку.

Динамика добычи нефти и жидкости по участку

Максимальная добыча нефти 2170 тыс. т при темпе отбора 5,4 % НИЗ и отборе 14 % НИЗ была достигнута в 2007 г. – на пятый год разработки (табл. 4, рис. 2, а) за счет ускоренного бурения скважин основного фонда, а также массового проведения большеобъемных ГРП [5, 8, 9]. В течение последующих 4 лет добыча нефти из скважин основной сетки снижалась со средним темпом около 8 % в год, составив в 2011 г. 1464 тыс. т при темпе отбора 3,6 % НИЗ и отборе 31 % НИЗ.

В 2014 г. за счет интенсивного ввода уплотняющих скважин по участку был достигнут второй максимум добычи нефти – 1572 тыс. т при темпе отбора 3,9 % НИЗ (см. рис. 2, а). Высокие темпы бурения уплотняющих скважин (см. рис. 2, б) позволили поддержать относительно стабильную добычу нефти до примерно 42 % НИЗ. В 2014 г. из общей добычи нефти 1572 тыс. т основ-

Таблица 4

| Показатели | 2003 г. | 2004 г. | 2005 г. | 2006 г. | 2007 г. | 2008 г. | 2009 г. | 2010 г. | 2011 г. | 2012 г. | 2013 г. | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Средний дебит нефти, т/сут: | 103 | 88 | 71 | 59 | 50 | 43 | 42 | 43 | 41 | 40 | 33 | 24 | 19 | 16 | 16 | 15 | 13 | 10 | 10 |
| в том числе: ННС | 103 | 88 | 71 | 59 | 50 | 43 | 42 | 43 | 41 | 40 | 35 | 28 | 21 | 16 | 14 | 12 | 11 | 10 | 8 |
| ГС | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 23 | 35 | 31 | 23 | 16 | 11 |
| БС | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 22 | 20 | 12 | 10 | 8 | 8 | 6 |
| Средний дебит жидкости, т/сут: | 107 | 95 | 83 | 70 | 62 | 55 | 58 | 68 | 75 | 77 | 69 | 55 | 53 | 52 | 48 | 44 | 42 | 36 | 32 |
| в том числе: ННС | 107 | 95 | 83 | 70 | 62 | 55 | 58 | 68 | 75 | 77 | 78 | 74 | 70 | 57 | 50 | 41 | 44 | 50 | 58 |
| ГС | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 30 | 32 | 39 | 47 | 74 | 45 | 50 | 47 | 45 |
| БС | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 59 | 60 | 44 | 35 | 25 | 19 | 30 |
| Закачка воды, тыс. м ³ /год | - | 509 | 1389 | 1905 | 3140 | 3739 | 4139 | 4000 | 3352 | 3221 | 3554 | 3825 | 3542 | 3036 | 2560 | 3203 | 4167 | 2545 | 2786 |
| Компенсация отбора закачкой, %: текущая | - | 66 | 75 | 79 | 95 | 119 | 145 | 134 | 108 | 97 | 99 | 94 | 88 | 80 | 70 | 83 | 103 | 69 | 85 |
| накопленная | - | 64 | 72 | 75 | 83 | 93 | 103 | 108 | 108 | 107 | 106 | 104 | 102 | 100 | 98 | 96 | 97 | 95 | 94 |
| Приемистость, м ³ /сут | - | 619 | 465 | 272 | 248 | 192 | 165 | 152 | 131 | 118 | 116 | 139 | 148 | 157 | 152 | 125 | 128 | 89 | 86 |
| Темп отбора нефти, %: от НИЗ | 0,1 | 1,4 | 3,2 | 4,1 | 5,4 | 4,9 | 4,2 | 3,9 | 3,6 | 3,8 | 3,8 | 3,9 | 3,2 | 2,7 | 2,7 | 3,2 | 3,3 | 2,9 | 2,2 |
| от ТИЗ | 0,1 | 1,4 | 3,2 | 4,3 | 5,9 | 5,7 | 5,2 | 5,1 | 5,0 | 5,5 | 5,7 | 6,3 | 5,5 | 5,0 | 5,3 | 6,6 | 7,1 | 6,4 | 5,7 |
| Удельные ТИЗ на скважину, тыс. т | - | - | - | 312 | 222 | 226 | 264 | 269 | 263 | 240 | 151 | 119 | 112 | 106 | 89 | 75 | 62 | 59 | 58 |
| $N_{доп}/N_{нар}$ | - | 4,56 | 4,94 | 4,37 | 3,18 | 2,06 | 1,41 | 1,25 | 1,15 | 1,18 | 1,74 | 2,07 | 2,10 | 2,11 | 2,24 | 2,27 | 2,14 | 2,23 | 2,27 |
| Накопленная добыча нефти, тыс. т: | 21 | 588 | 1859 | 3503 | 5673 | 7658 | 9354 | 10942 | 12407 | 13934 | 15449 | 17021 | 18296 | 19389 | 20494 | 21791 | 23102 | 24283 | 25187 |
| в том числе из: ННС | 21 | 588 | 1859 | 3503 | 5673 | 7658 | 9354 | 10942 | 12407 | 13934 | 15449 | 17021 | 18288 | 19313 | 20214 | 20963 | 21546 | 22004 | 22387 |
| ГС | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 47 | 280 | 843 | 1403 | 1908 | 2356 | 2746 | 3081 | 3398 | 3664 |
| БС | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 | 144 | 641 | 1315 | 1979 | 2458 | 342 |

Примечание. С 2012 г. для ННС в числителе приведены показатели основного фонда, в знаменателе – уплотняющего фонда скважин.

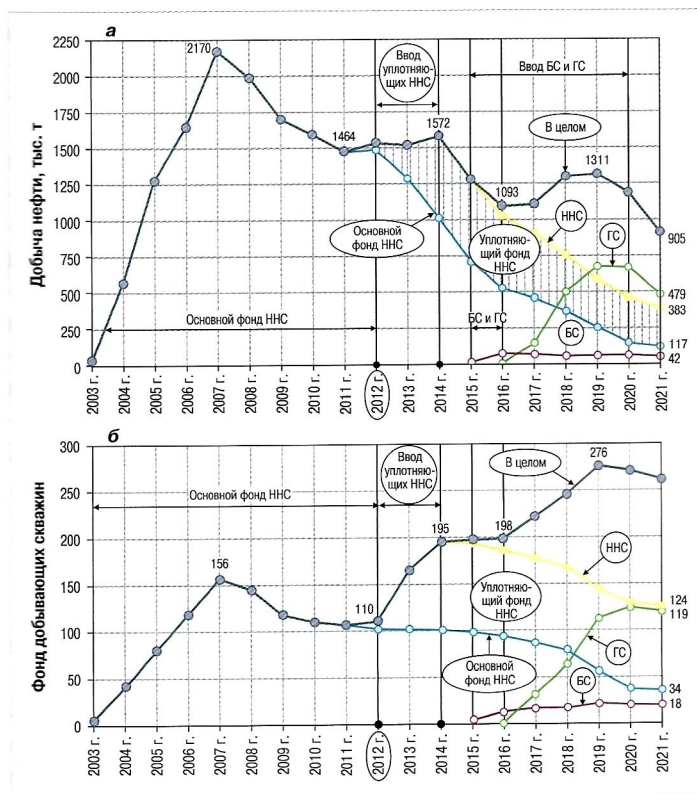


Рис. 2. Динамика добычи нефти (а) и фонда добывающих ННС, ГС, БС по центральному участку

ной фонд ННС обеспечивал 1009 тыс. т (64 %), а уплотняющие ННС – 563 тыс. т (36 %) (рис. 3). Начатое в 2015 г. в небольших объемах бурение БС на суммарную добычу нефти повлияло незначительно. Наиболее существенно на добычу нефти по участку, начиная с 2016 г. (при добыче 48 % НИЗ), повлиял массовый ввод ГС с многостадийным ГРП. В результате в 2018–2019 гг. добыча нефти увеличилась до 1297–1311 тыс. т (при темпе отбора 3,2–3,3 % НИЗ и отборе 54–57 % НИЗ). В 2019 г. из общей добычи нефти 1311 тыс. т на ННС приходилось 583 тыс. т, в том числе на основной фонд скважин – 248 тыс. т, уплотняющий – 335 тыс. т, на ГС – 674 тыс. т, на БС – 54 тыс. т.

В 2021 г. добыча нефти из-за истощения запасов снизилась до 905 тыс. т при отборе 62,5 % НИЗ. В этот год из всех ННС было добыто 383 тыс. т, или 42 % (из основного фонда – 117 тыс. т, или 13 %, уплотняющего – 266 тыс. т, или 29 %), из ГС – 479 тыс. т, или 53 %, из БС – 42 тыс. т, или 5 %. Таким образом, на третьей стадии основная добыча нефти приходилась на ГС, а после них – на уплотняющие ННС.

На первой стадии разработки максимальная добыча жидкости по основному фонду скважин составила 2684 тыс. т (2007 г.) при обводненности

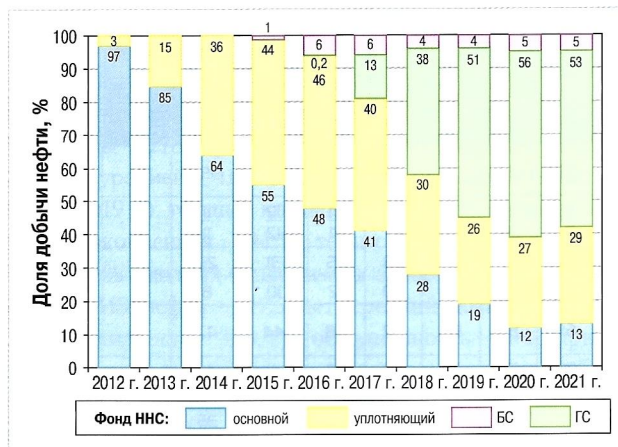


Рис. 3. Структура добычи нефти на центральном участке ЮЛТ из различных групп скважин в период уплотнения их сетки

19 % и темпе отбора жидкости 6,7 % НИЗ нефти. В 2015 и 2016 г. бурение уплотняющих скважин позволило увеличить добычу жидкости соответственно до 3634 тыс. и 3674 тыс. т, обеспечив весьма высокие для НПК темпы отбора жидкости – 9 и 9,7 % НИЗ нефти. В 2019 г. за счет ввода ГС добычу жидкости удалось сохранить на уровне 3676 тыс. т. В 2021 г. из-за резкого снижения дебита жидкости ГС ее добыча уменьшилась по сравнению с ранее достигнутой максимальной на 18 % – до 3015 тыс. т при снижении темпа отбора жидкости до 7,5 % НИЗ нефти.

Закачка воды на центральном участке

Систему ППД начали формировать в 2004 г. Через 6 лет объемы закачки воды составили 4139–4000 тыс. м³, текущая компенсация в 2009–2010 гг. – 145–134 % при накопленной 103–108 %. В последующий период во избежание отрицательных последствий перекачки объемы нагнетания воды по участку резко снизили до 3221–3554 тыс. м³/год. С 2012 г. текущая компенсация отборов жидкости закачкой не превышала 100 %, снижаясь до 70 % в 2017 г. и 69 % – в 2020 г. Столь низкая компенсация не характерна при разработке НПК.

Несмотря на увеличение числа добывающих скважин, приходящихся на одну нагнетательную, с 1,18 в 2012 г. до 27 в 2021 г. и уменьшение текущей компенсации со 145 % в 2009 г. до 85 % в 2021 г., энергетическое состояние залежей поддерживалось на технологически необходимом уровне. По горизонту АС₁₀ при начальном пластовом давлении $p_{пл}=25,7$ МПа текущее $p_{пл}$ по залежи в 2021 г. составляло в среднем 25,4 МПа, в том числе в зоне добычи – 24,1 МПа, закачки – 28,9 МПа. По горизонту АС₁₂ при начальном $p_{пл}=26,8$ МПа текущее давление и давления в зонах закачки и добычи составили соответственно 26,5; 25,2 и 28,9 МПа. Эффективное ППД на ЮЛТ Приобского месторождения обусловлено тем, что многократное проведение большеобъемных ГРП позволило создать в низкопроницаемом пласте обширную систему искусственных трещин, охватывающих весь объем продуктивного пласта, т.е. плохой коллектор из порового превратился в порово-трещиноватый [2, 5, 8, 9].

Сравнение дебитов ННС и ГС

За первый период эксплуатации (2003–2012 гг.) ННС основного фонда их средний дебит нефти снизился со 100 до 40 т/сут. В первые годы бурения (2012–2014 гг.) уплотняющих ННС их средний дебит нефти из-за меньшей в 1,5 раза проводимости пластов был на 10–30 % ниже, чем дебит ННС основного фонда [4, 6, 7]. В дальнейшем с 2016 по 2021 г. дебиты нефти основных и уплотняющих скважин сравнялись. Однако дебиты жидкости скважин основного фонда с 2012 по 2021 г. были на 30 % выше, чем дебиты уплотняющих.

Несмотря на то, что в 2016–2021 гг. средний дебит нефти ГС резко снизился с 35 до 11 т/сут, в этот период он превышал дебиты ННС в 2,3–1,2 раза. Уменьшение дебитов ГС связано с тем, что их избирательное бурение на пласты с более низкой проницаемостью и отсутствие раздельной закачки в ГС привело к быстрому снижению $p_{пл}$ в зоне их эксплуатации. В результате средний дебит жидкости ГС в 2016–2021 гг. уменьшился в 3 раза – с 60 до 19 т/сут. Отмеченное явление резко «контрастирует» со стабильным дебитом жидкости ННС на уровне 53–46 т/сут. Следовательно, возникает необходимость выделения ухудшенных интервалов разреза (в первую очередь пластов горизонта АС₁₂) в самостоятельные объекты путем организации более эффективного (раздельного) нагнетания в них минерализованной воды [10].

Динамика соотношения числа добывающих и нагнетательных скважин

Ранее в нефтепромысловой практике традиционно считалось, что для успешной разработки пластов с НПК и УНПК необходимо формировать максимально жесткие системы воздействия с $N_{доб}/N_{наг} = 1$. Тем не менее опыт разработки центрального участка объекта АС₁₀₋₁₂ показал, что хороших результатов можно добиться, применяя, в частности, на третьей стадии разработки менее жесткие системы заводнения.

В начальный период (к 2007–2008 гг.) соотношение $N_{доб}/N_{наг}$ ожидаемо было «малоинтенсивным» – 3,2–2,1 (рис. 4). В 2009–2012 гг. за счет перевода нагнетательных скважин основного фонда (из отработки) под закачку это соотношение было доведено до минимального – 1,4–1,7. В 2012–2014 гг. с началом уплотнения сетки добывающих скважин показатель $N_{доб}/N_{наг}$ увеличился до 2,1, далее в 2015–2021 гг. он поддерживался на стабильном уровне – 2,1–2,3. Несмотря на отсутствие жесткой системы воздействия, разработка НПК на центральном участке ЮЛТ оказалась успешной. Темпы отбора нефти в 2012–2021 гг. находились на высоком уровне – 5,5–7,1–5,7 % ТИЗ (рис. 5).

Удельные ТИЗ нефти на одну скважину

В 2012 г., т.е. в год начала бурения уплотняющих ННС, удельные ТИЗ нефти были весьма значительными – 240 тыс. т/скв. В 2014 г., в год окончания ввода уплотняющих ННС, величина ТИЗ снизилась в 2 раза до 119 тыс. т/скв. К 2021 г. за счет массового бурения ГС, а также ввода БС удельные ТИЗ нефти уменьшились еще в 2 раза – до 58 тыс. т/скв. (см. рис. 4). Услов-

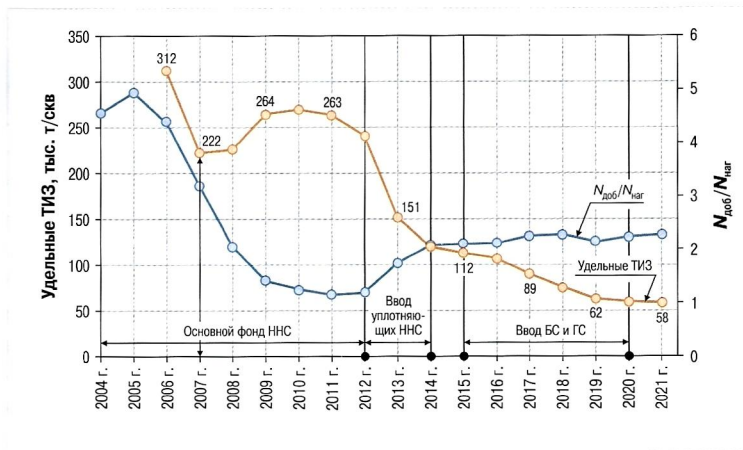


Рис. 4. Динамика удельных ТИЗ нефти на одну добывающую скважину и соотношения $N_{Доб}/N_{Наг}$ по центральному участку объекта АС₁₀₋₁₂

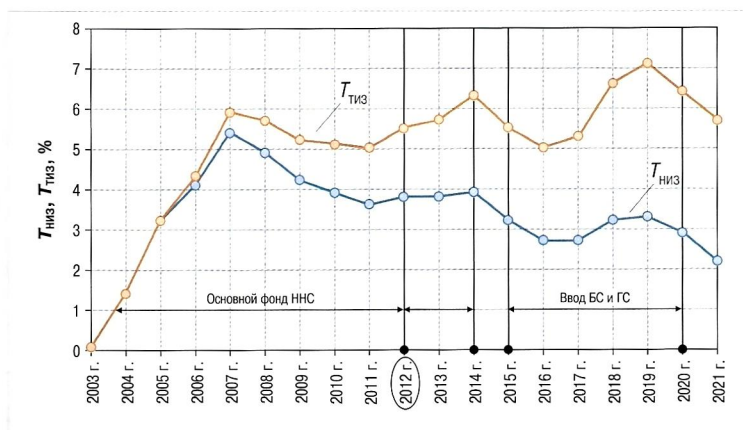


Рис. 5. Динамика темпов отбора НИЗ $T_{Низ}$ и ТИЗ $T_{ТИЗ}$ нефти по участку за 2003–2021 гг.

ная ПСС по центральному участку объекта АС₁₀₋₁₂ при этом уменьшилась до предельной величины – 7 га/скв, это свидетельствует о том, что к началу 2022 г. возможности для бурения новых скважин на центральном участке исчерпаны. Дальнейшая разработка участка будет осуществляться пробуренным фондом скважин с применением химических методов увеличения нефтеотдачи (потокорегулирование, доотмыв нефти и др.) [11, 12].

Показатели выработки запасов нефти

В 2020 г. темп отбора нефти по участку составлял 6,9 % ТИЗ при их кратности – 15 лет, в 2021 г. – 5,7 % ТИЗ при кратности – 18 лет, степень прокачки $T_{пл} = 0,37$.

На 01.01.2022 г. показатели по участку были следующие: текущий КИН – 0,209, отбор нефти – 62,5 % НИЗ, обводненность – 70 %, накопленная добыча нефти – 25187 тыс. т, жидкости – 506135 тыс. т, накопленный ВНФ – 1 т/т, ТИЗ нефти – 15098 тыс. т. Таким образом, за два десятилетия через пласты прокачали значительное количество жидкости, равное 37 % их порового нефтенасыщенного объема.

По участку удалось обеспечить благоприятную характеристику вытеснения. Анализ показал, что при отборе от 10 до 50–60 % НИЗ кривая текущей обводненности оказалась близка к «среднестатистической» кривой ряда объектов Юганского нефтеносного района ХМАО-Югры, имеющих ожидаемый конечный КИН на уровне 0,35. Тем не менее, несмотря на массовое применение одновременно-раздельной закачки [13], степень выработки запасов по худшему горизонту АС₁₂ ($k_{пр} = 0,002$ мкм²) в 2 раза отставала от отбора НИЗ по горизонту АС₁₀. Следовательно, на последующих этапах разработки на пласты горизонта АС₁₂ необходимо организовать эффективную раздельную закачку минерализованной воды [10].

Прогноз НИЗ нефти по характеристике вытеснения С.Н. Назарова и оценка вклада в конечный КИН различных групп скважин

Следует отметить, что для ГС и БС за историю эксплуатации наблюдалась общая закономерность: сначала высокая обводненность (61–56 %), затем, в течение последующих 2–3 лет, ее снижение до 30–23 %. Несмотря на некоторую условность, существующий фонд скважин и БС позволяет обеспечить конечный КИН, равный 0,326 (табл. 5).

Таким образом, своевременное, активное и адресное внедрение на центральном участке ЮЛТ эффективных решений по совершенствованию системы разработки мощного низкопроницаемого объекта АС₁₀₋₁₂ (проведение многократных большеобъемных ГРП в ННС и ГС, уплотнение сетки ННС, бурение ГС и БС, снижение $p_{заб}$ и увеличение $p_{наг}$) с доведением условной ПСС до 7 га/скв потенциально может обеспечить конечный КИН по участку примерно на 20 % выше утвержденного.

Таблица 5

| Группа скважин | Число скважин | Добыча нефти, тыс. т | | Прогноз НИЗ нефти по характеристике вытеснения, тыс. т (%) | Вклад в КИН, д.ед. | Удельная добыча нефти на один ствол, тыс. т | |
|--------------------|---------------|----------------------|-------------|--|--------------------|---|----------------|
| | | за 2021 г. | накопленная | | | Факт | За весь период |
| ННС, в том числе: | 291 | 383 | 22387 | 29045 (74) | 0,242 | 77 | 100 |
| основного фонда | 194 | 117 | 18722 | 23843 (61) | 0,198 | 97 | 123 |
| уплотняющего фонда | 97 | 266 | 3665 | 5202 (13) | 0,043 | 38 | 54 |
| ГС | 124 | 479 | 2458 | 9722 (25) | 0,081 | 20 | 78 |
| БС | 24 | 42 | 342 | 467 (1) | 0,004 | 14 | 20 |
| В целом по участку | 439 | 905 | 25187 | 39234 (100) | 0,326 | 57 | 90 |

Выводы

1. Интенсивное бурение ННС с ГРП на низкопроницаемый единый объект АС₁₀₋₁₂ обеспечило по участку быстрый (за 5 лет) выход на высокий уровень добычи нефти – 2,17 млн т/год при темпе отбора 5,4 % НИЗ. На 01.01.2022 г. отобрано нефти почти 2/3 НИЗ, текущий КИН – 0,209. Кратность ТИЗ нефти по участку в 2018–2021 гг. – примерно 15 лет.

2. Активное наращивание добычи нефти по участку достигнуто за счет высоких темпов разбуривания, многократного проведения большеобъемных ГРП, создания низких забойных давлений (5 МПа) в добывающих скважинах и высоких устьевых давлений нагнетания (20 МПа), правильного учета вероятного направления развития трещин ГРП в пластах.

3. В результате проведенных мероприятий по участку обеспечена благоприятная характеристика вытеснения, ожидаемый (по оценке авторов) КИН 0,335 превысит утвержденный в целом по объекту АС₁₀₋₁₂ – 0,28.

4. Основную роль в добыче нефти по центральному участку сыграли 194 ННС основного фонда. При доле фонда этих скважин 44 % всех скважин участка их вклад в конечный КИН составит 60 %, уплотняющих ННС – 15 %.

5. На добычу нефти по участку значительно повлияли 124 ГС: их доля в суммарной фактической добыче нефти – 10 % при доле фонда – 28 %. Их вклад в конечный КИН – 25 %.

6. В целом по общему фонду скважин участка (439 скважин) накопленная фактическая добыча нефти составила 25187 тыс. т, удельная – 57 тыс. т/скв. В 2021 г. добыча нефти равнялась 905 тыс. т; отобрано 63 % НИЗ при текущей обводненности 70 %, фактический КИН по участку составил 0,21, накопленный ВНФ – 1 т/т.

Авторы статьи выражают благодарность сотрудникам ООО «ПБ «ТЭРМ» М.С. Антипиной, Н.А. Исаковой, Е.Н. Егоровой за помощь в обработке исходных геолого-промысловых материалов.

Список литературы

1. Янин А.Н. Принципы разработки ультранизкопроницаемых пластов // Бурение и Нефть. – 2016. – № 11. – С. 22–24.
2. Янин А.Н. Гидравлический разрыв нефтяных пластов в Западной Сибири. – Тюмень. – Екатеринбург: ООО «ПБ «ТЭРМ», 2021. – 615 с.
3. Черевко С.А., Янин А.Н. Анализ проблемы выбора систем разработки низкопроницаемых пластов крупных нефтяных месторождений Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 9. – С. 5–11.
4. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта. – Тюмень – Курган: Зауралье, 2015. – 265 с.
5. Массовое проведение гидроразрыва пласта – ключевая технология разработки южной части Приобского месторождения / Д.Ю. Колупаев, М.М. Биккулов, С.А. Солодов, К.Е. Янин // PRONEFT. Профессионально о нефти. – 2019. – Вып. 1. – С. 39–45. – <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-1-39-45>
6. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е. Оценка перспектив избирательного уплотнения сетки скважин на южной лицензионной территории Приобского месторождения // Бурение и Нефть. – 2014. – № 6. – С. 24–29.
7. Эффективность уплотнения сетки скважин по ультранизкопроницаемым пластам Приобского месторождения / М.А. Черевко, А.Н. Янин, Р.А. Закирова [и др.] // Бурение и Нефть. – 2015. – № 6. – С. 60–65
8. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е. Ретроспективный анализ системного применения гидроразрыва пластов на Приобском месторождении (ЮЛТ) // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 9. – С. 16–25.
9. Черевко С.А., Янин А.Н. Влияние направления трещин гидроразрыва пласта на показатели эксплуатации скважин // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 2. – С. 14–19.
10. Черевко С.А., Янин А.Н., Рогачев М.К. О нецелесообразности закачки пресной воды в ультранизкопроницаемые коллекторы Западной Сибири // Недропользование XXI век. – февраль 2018 г.
11. Янин А.Н., Крейнин А.Г. О коэффициенте вытеснения нефти водой из «ультранизкопроницаемых» (менее 1 мД) терригенных коллекторов Западной Сибири (на примере Приобского месторождения) // Недропользование XXI век. – июнь 2020. – С. 60–69.
12. Янин А.Н., Биккулов М.М. «Обобщенные» зависимости для определения коэффициента вытеснения в низкопроницаемых (до 10 мД) пластах Приобского месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2022. – №6. – С. 20–30. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-6(642)-20-30
13. Барышников А.В., Янин А.Н. Регулирование разработки Приобского месторождения с применением технологии одновременно-раздельной закачки воды. – Тюмень – Курган: Зауралье, 2013. – 344 с.

References

1. Yanin A.N., *The design principles of ultra-low permeability reservoirs* (In Russ.), Burenie i neft', 2016, no. 11, pp. 22–24.
2. Yanin A.N., *Gidravlicheskiy razryv neftyanykh plastov v Zapadnoy Sibiri* (Hydraulic fracturing of oil reservoirs in Western Siberia), Tyumen – Ekaterinburg: Publ. of PB TERM, 2021, 615 p.
3. Cherevko S.A., Yanin A.N., *Analysis of the problem related to the choice of systems of low-permeable formations development in the large oil fields of the Western Siberia* (In Russ.), Neftpromyslovoe delo, 2017, no. 9, pp. 5–11.
4. Cherevko M.A., Yanin A.N., Yanin K.E., *Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri gorizontальnymi skvazhinami s mnogostadiynymi gidrorazryvami plasta* (Development of oil fields in Western Siberia by horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing), Tyumen – Kurgan: Zaural'e Publ., 2015, 265 p.
5. Kolupaev D.Yu., Bikkulov M.M., Solodov S.A. et al., *Mass hydraulic fracturing is a key technology of the southern part Priobskoye field development* (In Russ.), PRONEFT, 2019, no. 1, pp. 39–45, DOI: <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-1-39-45>
6. Cherevko M.A., Yanin A.N., Yanin K.E., *Assessment of perspectives of well pattern's selective densing at Southern license territory of Priobskoe field* (In Russ.), Burenie i neft', 2014, no. 6, pp. 24–29.
7. Cherevko M.A., Yanin A.N., Zakirova R.A. et al., *The effectiveness of the wells netting seal on Priobskoye field ultra low-permeability layers* (In Russ.), Burenie i Neft', 2015, no. 6, pp. 60–65
8. Cherevko M.A., Yanin A.N., Yanin K.E., *Retrospective analysis of the systemic application of hydraulic fracturing at the Priobskoye field (southern license area)* (In Russ.), Territoriya Neftgaz, 2014, no. 9, pp. 16–25.
9. Cherevko S.A., Yanin A.N., *The influence of the hydrofracturing cracks direction on the performance indicators of wells* (In Russ.), Territoriya Neftgaz, 2016, no. 2, pp. 14–19.
10. Cherevko S.A., Yanin A.N., Rogachev M.K., *On the inexpediency of pumping fresh water into ultralowpermeable reservoirs of Western Siberia* (In Russ.), Nedropol'zovanie XXI vek, 2018, no. 1(70), pp. 54–64.
11. Yanin A.N., Kreynin A.G., *Water-oil displacement ratio in extremely low-permeable (less than 1 md) terrirogenous West Siberian reservoirs (by the example of the Priobsky field)* (In Russ.), Nedropol'zovanie XXI vek, 2020, no. 3(86), pp. 60–69.
12. Yanin A.N., Bikkulov M.M., *"Generalized" dependences for determination of displacement factors in low-permeable (up to 10 md) formations of the Priobskoye field* (In Russ.), Neftpromyslovoe delo, 2022, no. 6, pp. 20–30, DOI: 10.33285/0207-2351-2022-6(642)-20-30
13. Baryshnikov A.V., Yanin A.N., *Regulirovanie razrabotki Priobskogo mestorozhdeniya s primeneniem tekhnologii odnovremenno-razdel'noy zakachki vody* (Regulation of the development of the Priobskoye field using the technology of simultaneous-separate water injection), Tyumen – Kurgan: Zaural'e, 2013, 344 p.