

**Особенности и мероприятия по повышению эффективности  
разработки перспективного мелкого нефтяного месторождения**

**Т. К. Апасов<sup>1</sup>, Г. Т. Апасов<sup>2</sup>, Е. Е. Левитина<sup>1\*</sup>, Е. И. Мамчистова<sup>1</sup>,  
Н. В. Назарова<sup>1</sup>, М. М. Новоселов<sup>3</sup>, А. А. Хайруллин<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

<sup>2</sup>ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень, Россия

<sup>3</sup>АО «НижневартовскНИПИнефть», г. Нижневартовск, Россия

\*e-mail: levitinaee@tyuiu.ru

*Аннотация.* Несмотря на сегодняшнее политическое и экономическое положение России, добыча полезных ископаемых на мелких нефтяных месторождениях остается актуальной. Рассмотрев в качестве примера одно из таких месторождений, мы провели геолого-промысловый анализ его разработки от ввода в эксплуатацию до остановки на консервацию и выявили причины низкой выработки запасов нефти и недостижения проектного коэффициента нефтеизвлечения. При этом месторождение X имеет достаточные резервы извлекаемых запасов, и имеется в наличии транспортная инфраструктура, что показывает необходимость рассмотрения повторного запуска его в разработку. Для этого разработаны и предлагаются к внедрению геолого-технические мероприятия по повышению эффективности разработки месторождения. Мероприятия предусматривают реализацию в два этапа: первый — с минимальными затратами и второй — с более высокими затратами. На первом этапе при существующем пластовом давлении рекомендуется в основном провести форсированные отборы жидкости с увеличением депрессии на пласт. На втором этапе предлагаются мероприятия с более высокими затратами — это гидроразрыв пласта, бурение вторых стволов.

В результате проведенного анализа разработаны мероприятия, позволяющие увеличить отбор от начальных извлекаемых запасов и поднять экономическую эффективность при повторном введении месторождения в разработку.

*Ключевые слова:* месторождение; добыча нефти; показатели разработки; скважины; заводнение

**Features and measures to improve the efficiency  
of development of a perspective small oil field**

**Timergaley K. Apasov<sup>1</sup>, Gaydar T. Apasov<sup>2</sup>, Ekaterina E. Levitina<sup>1</sup>,  
Elena I. Mamchistova<sup>1</sup>, Nelli V. Nazarova<sup>1</sup>, Mikhail M. Novoselov<sup>3</sup>,  
Azat A. Khayrullin<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

<sup>2</sup>Gazpromneft STC LLC, Tyumen, Russia

<sup>3</sup>NizhnevartovskNIPIneft JSC, Nizhnevartovsk, Russia

\*e-mail: levitinaee@tyuiu.ru

**Abstract.** Despite the current political and economic situation in Russia, mining in small oil fields is important and topical issue. We have conducted a geological and field analysis of the development of one of such small oil fields from setting into operation to shut down and have identified the reasons for the low production of oil reserves and the failure to achieve the design oil recovery factor. At the same time, the field has sufficient reserves of recoverable reserves, and there is an available transport infrastructure, which proves the necessity to consider rerun it for the development. For this purpose, geological and technical actions have been developed and are being proposed for implementation to improve the efficiency of field development. These actions envisage implementation in two stages: the first with minimal costs and the second with higher costs. At the first stage, at the existing reservoir pressure, we recommend to perform forced fluid withdrawals with an increase in depression on the reservoir. At the second stage, we offer actions at a higher cost, such as hydraulic fracturing, sidetracking.

As a result of the analysis, actions have been developed to increase selection from initial recoverable reserves and increase the economic efficiency when the field is rerun.

**Key words:** field; oil production; development indicators; wells; waterflooding

## Введение

В основных нефтегазодобывающих субъектах РФ около 60 % запасов углеводородов относятся к категории мелких и средних, в ХМАО — Югре к этой категории относятся 22 %. С учетом существующей структуры баланса запасов углеводородов<sup>1</sup> становится очевидной государственная значимость разработки мелких и средних перспективных по запасам месторождений [1–3].

Месторождение X является одним из таких и находилось в разработке с 1999 по 2017 гг. Начальные геологические запасы нефти месторождения составляют 595 тыс. т, извлекаемые равны 203 тыс. т<sup>2,3</sup>. За время разработки месторождения отбор от начальных извлекаемых запасов составил 40 %, текущий коэффициент нефтеизвлечения (КИН) — 0,137 (при утвержденном 0,341), отклонение показателей добычи нефти от проектных составило 50 %, скважины остановлены по причине обводнения и дальнейшей их нерентабельности. Такие показатели подтверждают необходимость проведения анализа разработки, с выявлением причин низкой выработки запасов, недостижения проектного КИН и уровней добычи нефти<sup>4,5</sup>. При этом существуют достаточные резервы извлекаемых запасов нефти, и имеется в наличии транспортная инфраструктура, подготовка которой, как правило,

<sup>1</sup> Технологическая схема разработки месторождения X, ДООО «БашНИПИнефть», 2002 г., (протокол ТО ЦКР № 12 от 13.03.2003).

<sup>2</sup> Анализ разработки месторождения X, ДООО «Геопроект», 2006 г. (протокол ТО ЦКР № 808 от 18.07.2006).

<sup>3</sup> Дополнение к технологической схеме разработки месторождения X, ООО «Башнефть-Геопрект», 2010 г., (протокол ТО ЦКР № 808 от 18.07.2006).

<sup>4</sup> Подсчет запасов нефти, растворенного газа и ТЭО КИН месторождения X, ОАО «АНК «Башнефть», 2008 г. (протокол ГКЗ Роснедра № 1662-дсп от 20.06.2008).

<sup>5</sup> Дополнение к технологической схеме разработки месторождения X (протокол ЦКР Роснедр № 5734 от 07.11.2013). ПАО АНК «Башнефть».

в 2–5 раз превышает затраты на обустройство месторождения<sup>6,7</sup>. Все это показывает необходимость рассмотрения повторного запуска в разработку месторождения X после консервации. Целью данной работы являются оценка и анализ текущего состояния разработки месторождения, составление плана мероприятий по достижению проектных уровней добычи нефти и КИН и оптимизация затрат на себестоимость добываемой нефти [4–6].

#### Объект и методы исследования

Объектом исследования является залежь пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> васюганской свиты верхней юры. По категории запасов месторождение X относится к малым, но перспективным. Площадь нефтегазоносности — 4 614 тыс. м<sup>2</sup>, тип залежи пластово-поровый, коллектор терригенный. Месторождение находится в промышленной разработке с 1999 года, согласно «Дополнению к технологической схеме разработки месторождения»<sup>8,9</sup>. Начальное пластовое давление — 25,7 МПа, пластовая температура — 90 °С, средняя глубина залегания пласта — 2 620 м. Фонд скважин за весь срок разработки — 15, в том числе добывающих — 5 (одна горизонтальная), нагнетательных — 2, водозаборных — 1, ликвидированных — 5, пьезометрических — 2; бурение одной горизонтальной скважины; бурение боковых стволов с горизонтальным окончанием — два.

Таблица 1

**Выработка запасов нефти месторождения X**

Объект разработки	Начальные геологические запасы, тыс. т	Начальные извлекаемые запасы, тыс. т	Утвержденный коэффициент нефтеизвлечения, д.сл.	Накопленная добыча, тыс. т		Годовая добыча, тыс. т		Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.сл.	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	Обводненность, %	Количество действующих добывающих скважин	Остаточные извлекаемые запасы
				нефти	жидкости	нефти	жидкости					
ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	595	203	0,341	81,2	131,8	2,6	7,0	0,137	40,0	62,4	2	122
Месторождение	595	203	0,341	81,2	131,8	2,6	7,0	0,136	40,0	62,4	2	122

В добывающем фонде с начала разработки находились шесть скважин, добыча нефти велась с помощью штанговых глубинных насосов. За 2010–2017 гг. отклонение добычи нефти от проекта составило до 50 %. Добыча нефти с самого начала разработки была ниже проектной и составила 81 тыс. т (40,0 % от начальных извлекаемых запасов (НИЗ)), так как предполагались более высокие дебиты нефти (отклонения фактического дебита от проектного

<sup>6</sup> Отчет по инженерным изысканиям «Обустройство месторождения X». – Нижневартовск: ООО «СибНИПИРП», 2009.

<sup>7</sup> Обустройство Хазарского лицензионного участка. Оценка воздействия на окружающую природную среду. – Нижневартовск: Институт Природопользования, 1999. – 150 с.

<sup>8</sup> Дополнение к технологической схеме разработки... (протокол ТО ЦКР № 808 от 18.07.2006).

<sup>9</sup> Подсчет запасов нефти...

равны  $-10,6$ ;  $-34,4$ ;  $-32,1$ ;  $-8,7$ ;  $-13,6$  % соответственно)<sup>10,11,12,13</sup>. Текущий КИН —  $0,136$ , при утвержденном  $0,341$ . Состояние выработки запасов нефти представлено в таблице 1.

Всего с начала разработки добыто  $132$  тыс. т жидкости, закачено  $270$  тыс. м<sup>3</sup> воды в пласт при текущей компенсации  $125$  %. Перед остановкой средний дебит скважин составил  $2$  т/сут нефти с обводненностью  $90$  %, что привело к остановке из-за нерентабельности, при этом пластовое давление осталось на начальном уровне —  $26$  МПа. Динамика основных показателей разработки приведена на рисунке 1.

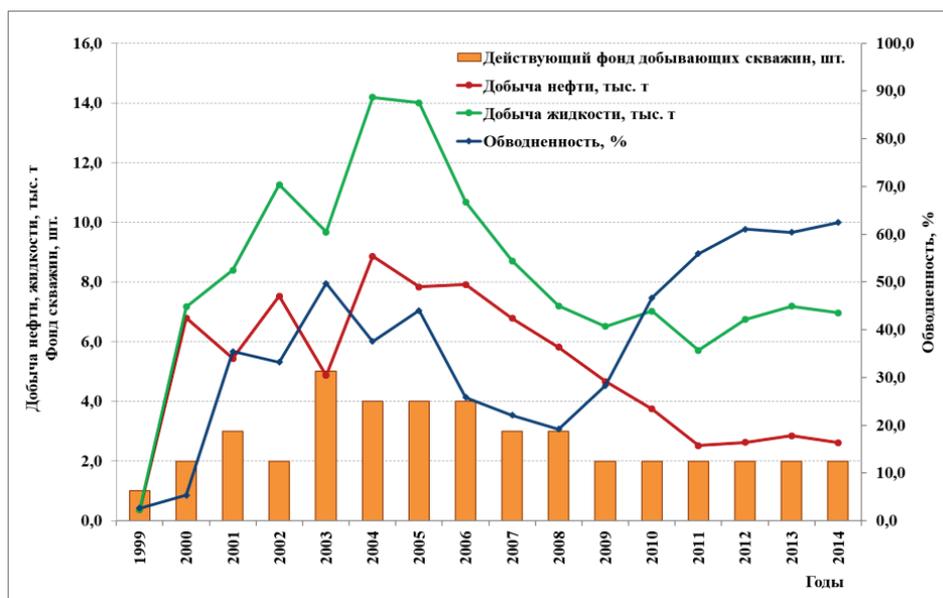


Рис. 1. Динамика показателей разработки месторождения X

До 2003 года залежь разрабатывалась на естественном режиме, при тенденции к снижению пластового давления до  $22,2$  МПа<sup>14,15</sup>, затем была применена система заводнения по квадратной сетке  $500 \times 500$  м. Для этого были пробурены две нагнетательные скважины (201 и 208), одна скважина (1001г) переведена из фонда добывающих. С 2006 по 2008 гг. наблюдалась стабилизация пластового давления на уровне  $24,0$ – $24,5$  МПа. С 2009 по 2017 гг. текущее пластовое давление было выше начального, чему способствовала жесткая система поддержания пластового давления (ППД), в эти годы отмечается перекompенсация отборов жидкости закачкой — в среднем  $228,2$  %<sup>16</sup>. Динамика пластового и забойного давлений представлена на рисунке 2.

<sup>10</sup> Там же.

<sup>11</sup> Дополнение к технологической схеме разработки...(протокол ЦКР Роснедр № 5734 от 07.11.2013). ПАО АНК «Башнефть».

<sup>12</sup> Отчет по инженерным изысканиям...

<sup>13</sup> Обустройство Хазарского лицензионного участка...

<sup>14</sup> Отчет по инженерным изысканиям...

<sup>15</sup> Обустройство Хазарского лицензионного участка...

<sup>16</sup> Там же.

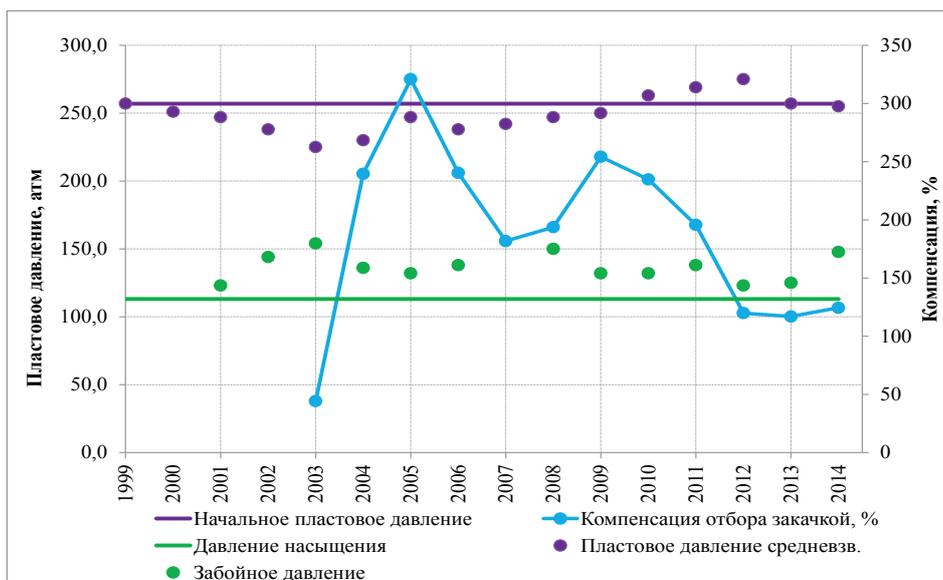


Рис. 2. Динамика пластового и забойного давлений

Перед остановкой залежь нефти разрабатывалась при пластовом давлении на уровне начального — 26 МПа (текущая накопленная компенсация до 140 %), что привело к резкому обводнению добывающих скважин до 90 %. Динамика компенсации закачки воды и добычи жидкости представлена на рисунке 3.

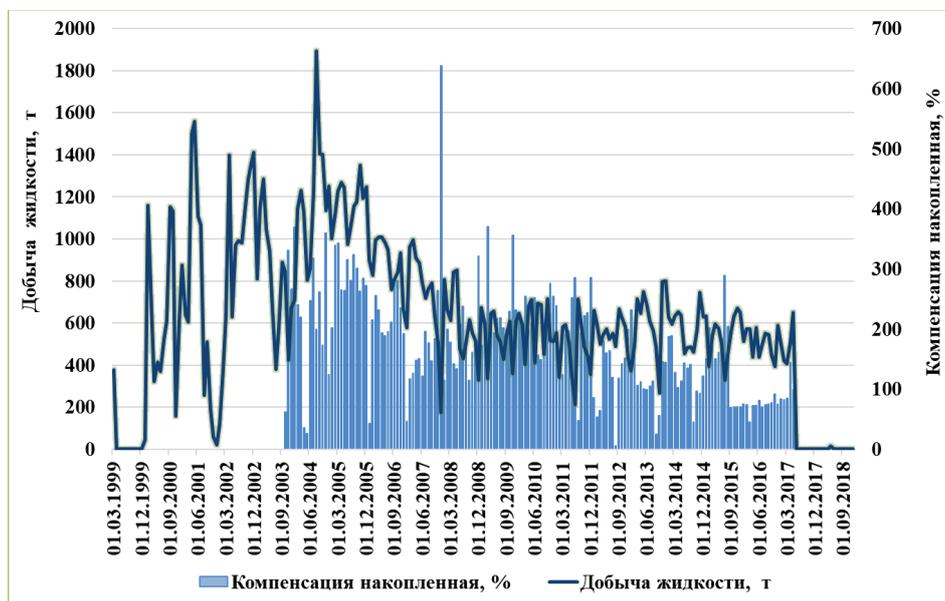


Рис. 3. Динамика компенсации закачки воды и добыча жидкости

Влияние закачки на работу добывающих скважин

Номер нагнетательной скважины	Номер добывающей скважины			
	121ХА3	1002г	206	207
	влияние (+) либо отсутствие влияния (-) закачки / расстояние до линии нагнетания, м			
208	-/1 075	+/600	-/1 300	+/800
1001г	+/400	+/750	-/800	-/875
201	+/300	-/1 000	+/300	+/625

На 01.01.2017 в действующем добывающем фонде находились две скважины, в нагнетательном — три скважины. Соотношение нагнетательных и добывающих скважин составляло 3:2. Информация о влиянии закачки на работу добывающих скважин представлена в таблице 2 и на рисунке 4.

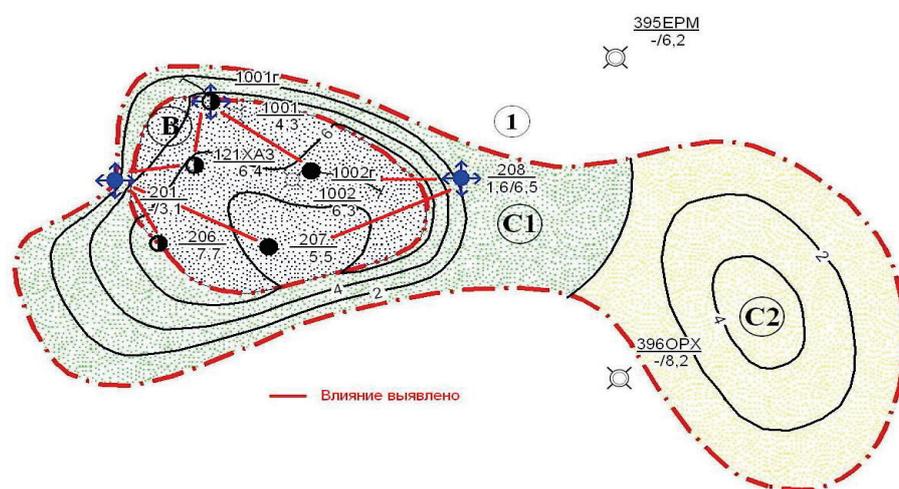


Рис. 4. Карта-схема влияния закачки по месторождению X

Полученные данные свидетельствуют о том, что при средней проницаемости пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> 0,012 мкм<sup>2</sup> выявлено влияние всех нагнетательных скважин на показатели эксплуатации первого ряда добывающих скважин. Влияние очагов заводнения распространяется по пласту на расстояние от 300 до 750–800 м, составляя в среднем 540 м. Таким образом, реализованную согласно технологической схеме плотность сетки в 25,0 га/скв можно признать удовлетворительной, но требуется более детальное обсуждение влияния закачки воды на показатели работы добывающего фонда скважин.

### Результаты

В целом залежь месторождения X небольших размеров, антиклинальная, благоприятна для разработки с приконтурным или законтурным заводнением. Скважины пробурены по квадратной сетке с расстоянием 500 м между скважинами, была сформирована система ППД путем закачки сточной (подovar-

ной) и пластовой воды, добываемой из водозаборной скважины в приконтурные нагнетательные скважины, согласно утвержденным проектным решениям. Эффективность разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, такими как пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, во многом зависит от правильного выбора и использования системы заводнения [4, 5]. Поэтому рассмотрим влияние закачки на технологические показатели разработки.

С начала разработки с вводом скважин до 2004 года среднесуточная добыча нефти доходила до 40 т/сут, применялись достаточно эффективные геологическо-технологические мероприятия (ГТМ), включая гидроразрыв пласта (ГРП), рост обводнения был до 40 % при естественном режиме пласта без закачки воды. С 2003–2004 гг. была введена закачка воды в пласт (рис. 5), хотя пластовое давление оставалось на первоначальном уровне, но в добыче жидкости и нефти наметилась тенденция к падению со снижением обводненности продукции.

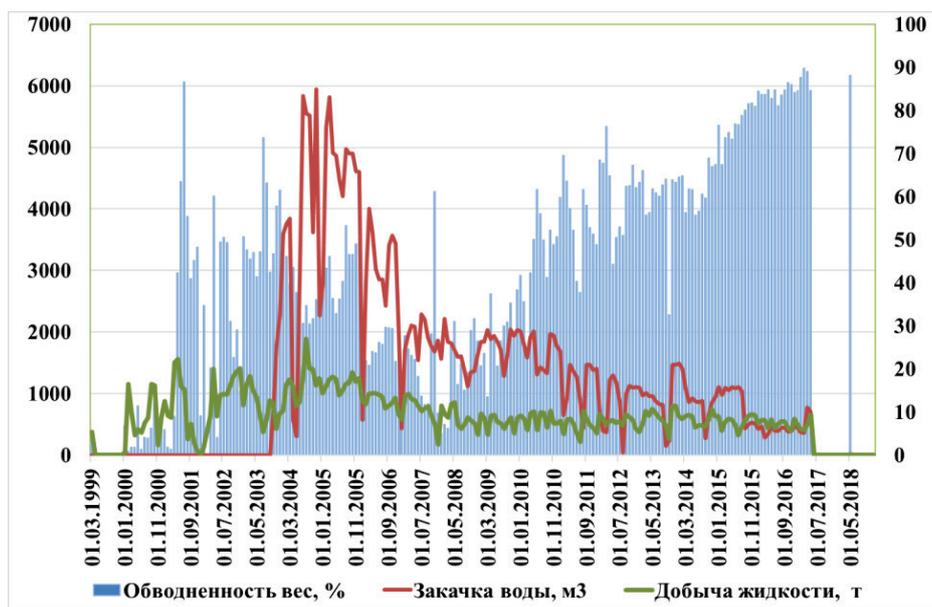


Рис. 5. Динамика закачки воды, отбора жидкости и обводненности

Увеличение объемов закачки и текущей компенсации до 140 % до 2007 года почти не повлияло на добывающие скважины. С 2007 года, с одной стороны, произошло резкое падение добычи жидкости и нефти, с другой стороны — рост обводненности продукции, несмотря на активное снижение закачки воды в пласт. Дальнейшее продолжение ограничения закачки, проведение ГТМ по увеличению добычи жидкости не остановили обводнение скважин и снижение добычи нефти, что и привело к полной остановке разработки залежи.

### Обсуждение

Анализ показателей разработки и системы заводнения показывает, что была применена не совсем эффективная система закачки, в результате выявлены участки по залежи, не охваченные дренированием и имеющие остаточные запасы. Кроме того, очень трудно сформировать эффективное приконтурное заводнение, не допустив рассеивания нефти за контур. Перед переводом в ППД

скважин 201 и 1001г надо было вначале создать хорошие депрессии с форсированным отбором жидкости и нефти с переходной зоны и приконтурной границы. И только после хорошей отработки скважин со снижением пластового давления переводить в ППД, чтобы уменьшить потери закачиваемой воды. В результате преждевременного перевода в ППД снижение пластового давления не произошло, что привело к тому, что часть запасов в приконтурной зоне оказалась рассеяна по пласту. Неправильный расчет компенсации при нагнетании воды по скважинам 201, 1001г и 208 привел к тому, что неизвестно количество воды, уходящей за контур и попадающей в нефтенасыщенную часть залежи.

Давления нагнетания на скважинах поднимались до 20 МПа на устье, соответственно, забойные — до 46,5 МПа, что превышает давление разрыва пласта и однозначно приводит к созданию искусственных трещин — автогидроразрывов, которые могут развиваться как по длине, так и по высоте, приводя к заколонным перетокам. При этом уменьшается коэффициент охвата разработкой и не достигается конечная запроецированная нефтотдача [5–7].

Если вода нагнеталась в подошвенную часть пласта, это только усиливало поднятие водонефтяного контакта (ВНК) и, возможно, было основной причиной обводнения скважин [6]. Для подтверждения результатов обсуждения требуется провести комплексные геофизические исследования (ГИС) по техническому состоянию скважин, определить профили приемистости и притока.

Разработаны и предлагаются к внедрению следующие ГТМ по повышению эффективности разработки месторождения. Мероприятия предусматривают реализацию в два этапа: первый — с минимальными затратами и второй — с более высокими затратами. На первом этапе при существующем пластовом давлении рекомендуется провести форсированные отборы жидкости с увеличением депрессии на пласт.

*Скважина 201* переведена из добывающего фонда в ППД. Рекомендовано вначале провести исследование на водонефтяной раздел по стволу скважины, ГИС и по результатам провести перестрел кровли пласта совместно с комплексной виброволновой обработкой пласта (КВОПЗ) с использованием кислотно-щелочных составов и с волновым гидромонитором (ВГМ) [8–10]. Спустить НСН-57 с хвостовиком пакером для создания обратного конуса, ожидаемый дебит — 20 м<sup>3</sup>/сут, дебит по нефти — 3 т/сут.

*Скважина 206* введена в эксплуатацию в 2003 году, остановлена в мае 2008 года по причине высокой обводненности продукции. Скважина пробурена в непосредственной близости от внутреннего контура нефтеносности. Вступила в работу с дебитом нефти 4,8 т/сут при обводненности 26 %. Накопленная добыча нефти составила 4,3 тыс. т, жидкости — 11,2 тыс. т, водонефтяной фактор (ВНФ) — 1,6. Обводнение скважины происходило плавно, период интенсивного обводнения не наблюдался. Проведенный комплекс ГИС показал, что колонна и забой герметичны, заколонных перетоков не наблюдалось. Не совсем правильно сделан вывод о том, что причины обводнения скважин 121 и 206 от нагнетательных скважин 1001г и 201. Скважины 206 и 121 начали обводнение до перевода скважин 1001г и 201 в ППД. Если, как указано, что технического нарушения эксплуатационных колонн нет, то обводнение происходило от появления конусов воды с подошвенных вод, возможно, впоследствии проявилось влияние от скважин ППД. Рекомендуем на первом этапе провести перестрел кровли пласта совместно с КВОПЗ с использованием кислотно-щелочных составов и ВГМ. Спустить ЭЦН-50-2100, Н<sub>гд</sub> = 2 300 м, с частотным преобразователем станции (ЧПС) и телеметрической системой (ТМС) или НСН-57 с хвостовиком пакером с созданием обрат-

ного конуса, ожидаемый дебит —  $30 \text{ м}^3/\text{сут}$ , дебит нефти —  $3 \text{ т}/\text{сут}$ . По результатам отработки при высокой обводненности на втором этапе перевести под нарезку боковых стволов (ЗБС).

Скважина 207 введена в разработку в июле 2004 года с дебитом по нефти  $21,1 \text{ т}/\text{сут}$ . По состоянию на 01.05.2017 скважина была действующей, текущий дебит нефти —  $1 \text{ т}/\text{сут}$ , обводненность —  $90 \%$ . Самая высокая из всех накопленная добыча нефти —  $27,2 \text{ тыс. т}$ , жидкости —  $43,3 \text{ тыс. т}$ . Геологический профиль скважин 121ХА3 и 207 представлен на рисунке 6.

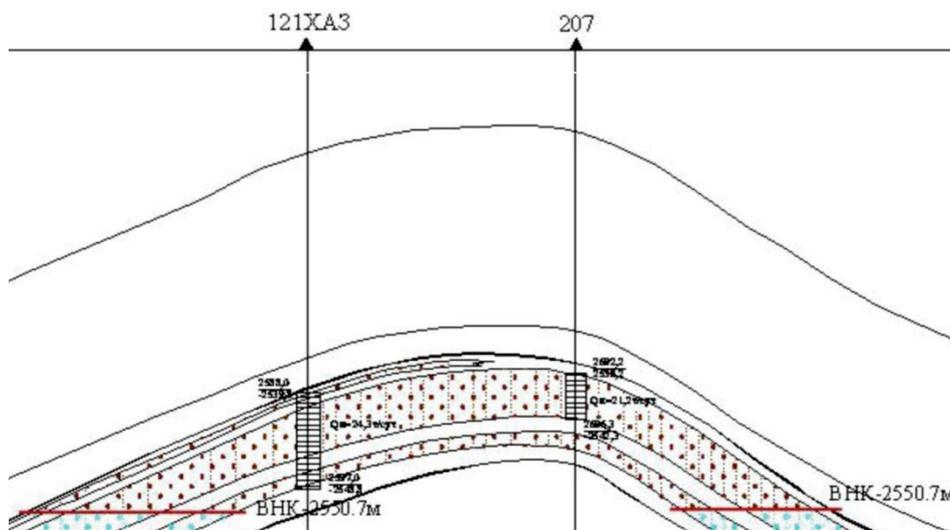


Рис. 6. Геологический профиль скважин 121ХА3 и 207

Рекомендовано провести ГИС, по их результатам перестрел кровли пласта совместно с КВОПЗ с использованием кислотно-щелочных составов и ВГМ. Спустить ЭЦН-35-2100,  $H_{\text{гп}} = 2300 \text{ м}$ , с ЧПС и ТМС или НСН-57 с хвостовиком пакером с созданием обратного конуса, ожидаемый дебит скважины —  $30 \text{ м}^3/\text{сут}$ , дебит по нефти —  $5 \text{ т}/\text{сут}$ .

Скважина 121ХА3 введена в эксплуатацию в марте 1999 года, остановлена в январе 2006 года по причине высокой обводненности. Скважина пробурена в чисто нефтяной зоне с эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта  $7,0 \text{ м}$ . Накопленная добыча нефти составляет  $21,8 \text{ тыс. т}$ , жидкости —  $32,0 \text{ тыс. т}$ , ВНФ —  $0,5$ . Период интенсивного обводнения приходится на вторую половину 2004 года. Проведенный комплекс ГИС показал, что колонна и забой герметичны, заколонные перегородки отсутствуют, обводнение происходит по пласту. По данным расходомера-дебитомера, рабочая мощность составила  $70\text{--}75 \%$  от перфорированной мощности пласта. По данным геологического разреза, скважина расположена близко от ВНК, обводнение, предположительно, от появления конуса воды с переходной зоны от подошвенных вод, активность которых высокая. Рекомендовано провести ГИС и определить источник обводнения, если подтверждается конус воды, провести ремонтно-изоляционные работы (РИР) по пласту с созданием блок-экрана с использованием тампонажного состава быстрохватывающей тампонажной смеси (БСТС) на основе карбамидоформальдегидной смолы [11, 12], перестрел нефтенасыщенного пласта, обработку приза-

бойной зоны (ОПЗ), спуск насоса, ожидаемый дебит по нефти — 3 т/сут. Если конус воды не подтвердится, провести перестрел кровли пласта совместно с ОПЗ с применением кислотных составов и ВГМ. Спустить НСН-57 с хвостовиком пакером с созданием обратного конуса, ожидаемый дебит — 40 м<sup>3</sup>/сут, дебит по нефти — 3 т/сут.

*Скважина 120ХАЗ* введена в разработку в 2003 году с начальным дебитом 2 т/сут, остановлена в январе 2004 года по причине резкого обводнения (вследствие неудачного ГРП). По результатам анализа по скважине нельзя было проводить ГРП с любым количеством пропанта, сейчас она остается как кандидат для ЗБС. Рекомендовано вначале провести ГИС и определить источник обводнения, в дальнейшем по результатам провести РИР с использованием тампонажного состава БСТС на основе карбамидоформальдегидной смолы [13, 14] или перестрел кровли пласта совместно с ОПЗ кислотными-щелочными составами и освоением. Спустить НСН-57 с хвостовиком пакером с созданием обратного конуса, ожидаемый дебит — 30 м<sup>3</sup>/сут, дебит нефти — 3 т/сут. При высокой обводненности продукции произвести ЗБС.

*Скважина 1001г* введена в разработку в 2000 году. Начальный дебит нефти составил 16 т/сут. В 2002 году дебит снизился до 4 т/сут из-за подтягивания законтурных вод и обводнения продукции скважины до 73 %. В 2004 году скважина переведена из добывающего фонда в ППД. Рекомендовано вначале провести ГИС или исследования на водонефтяной раздел по стволу скважины, а по результатам провести перестрел кровли пласта совместно с ОПЗ кислотно-щелочными составами и освоением [15, 16]. Спустить ЭЦН-35-2100, Н<sub>гдл</sub> = 2 300 м, с ЧПС и ТМС или НСН-57 с хвостовиком пакером, ожидаемый дебит — 30 м<sup>3</sup>/сут, дебит по нефти — 3 т/сут.

*Скважина 1002г* пробурена в западной части залежи, введена в разработку в 2001 году с дебитом по нефти 12,0 т/сут. В 2002 году скважина была остановлена для проведения ремонта (устранение негерметичности эксплуатационной колонны). По состоянию на 01.01.2015 скважина является действующей, текущий дебит нефти — 5,5 т/сут, обводненность — 52,5 %. Накопленная добыча нефти — 24,1 тыс. т, жидкости — 35,7 тыс. т. Данные по техническому состоянию скважины отсутствуют. Предварительно рекомендовано проведение ГИС и по результатам проведение поинтервального КВОПЗ с использованием кислотно-щелочных составов и ВГМ. После спуска насоса ожидаемый дебит нефти — 3 т/сут. На втором этапе рассмотреть данную скважину как кандидата для проведения ЗБС.

В целом внедрение мероприятий по скважинам в два этапа позволит оптимизировать затраты на месторождении, провести реконструкции внутрипромысловых объектов с целью вывода из эксплуатации избыточных мощностей, сократить затраты [3, 17]. В организационном направлении предлагается в качестве «пилотного проекта» рассмотреть возможность передачи операторских услуг по эксплуатации месторождения небольшим компаниям, хорошо зарекомендовавшим себя на нефтяном рынке, сроком на 3 года и более [3, 18].

### **Выводы**

- Анализ существующей системы разработки месторождения и технологии заводнения с вводом нагнетальных скважин 201, 1001г, 208 показал их неэффективную работу, большой объем закачки был сосредоточен в зонах с низким отбором жидкости. Высокие давления нагнетания и возможные искусственные трещины привели впоследствии к высокому уровню текущей и накопленной компенсации по участкам. Причиной обводнения также могло

быть нарушение технического состояния добывающих скважин или влияние конусов подошвенной воды, при этом пластовое давление оставалось на уровне первоначального. Отсутствие интерференции, гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами привело к неэффективному вытеснению, снижению дебитов нефти и невыполнению проектных показателей.

- Составлен план мероприятий по нагнетательному и добывающему фонду для данного объекта при повторном вводе месторождения в разработку. На первом этапе рекомендован перевод нагнетательных скважин 206, 1001г, 208 в добывающий фонд, с ожидаемым приростом 8 т/сут по нефти. В дальнейшем по результатам разработки залежи рассмотреть повторный ввод системы заводнения. На втором этапе ожидается ЗБС на скважинах 201, 206, 1002г со среднесуточным дебитом по нефти не менее 40 т/сут. В результате мероприятий по добывающим скважинам 206, 1001г, 207, 121ХАЗ, 120, 1002г ожидается суточная добыча 17 т/сут по нефти. В целом по всем введенным скважинам ожидается дебит 25 т/сут по нефти с минимальными возможными затратами.

- Для повторного ввода месторождения и получения планируемых показателей по добыче нефти необходимо проводить комплексное, системное воздействие на пласт, применять эффективные методы интенсификации и РИР, оптимально подбирать насосное скважинное оборудования, контролировать допустимые депрессии на пласт.

- Разработанные мероприятия и ожидаемые показатели по добыче нефти позволят повысить экономическую эффективность повторного запуска добычи нефти по месторождению. Также этому способствует существующая транспортная инфраструктура. Экономическая привлекательность доразработки месторождения также связана с минимальными затратами на первом этапе ввода скважин в работу.

- Выполнение разработанных мероприятий и совершенствование системы заводнения позволят достичь проектных показателей по добыче нефти и увеличения коэффициента нефтеотдачи до 0,341.

- Для оптимизации затрат на месторождении предлагается в качестве «пилотного проекта» рассмотреть возможность передачи операторских услуг по его эксплуатации небольшим компаниям, хорошо зарекомендовавшим себя на нефтяном рынке, сроком на 3 года и более, отражая в договорных обязательствах необходимые процедуры. Такими компаниями могут быть ООО «НУАН» или ООО «Башнефть-Добыча». Это позволит выполнить ряд мероприятий, направленных на повышение эффективности производства, таких как проведение реконструкции внутрипромысловых объектов с целью вывода из эксплуатации избыточных мощностей и, соответственно, значительное сокращение затрат на обслуживание (снижение затрат на электроэнергию, транспорт, расходные материалы и т. п.), ориентировочно до 10 % в год.

#### **Библиографический список**

1. Арбатов А., Крюков В. Есть ли будущее у «малых» нефтегазовых компаний? // Нефть России. – 1999. – № 8. – С. 10–15.
2. Арбатов А. А., Мухин А. В. Нефтегазовые проекты в России. Аргументы инвестора // ТЭК. – 2000. – № 1. – С. 24–27.
3. Иванов С. И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам: учеб. пособие. – М.: Недра, 2006. – 565 с.
4. Анализ применения комплексных методов повышения нефтеотдачи на Хохряковском месторождении / Т. К. Апасов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 1. – С. 31–36.

5. Трассерные исследования Урьевского месторождения / А. С. Трофимов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 6. – С. 71.
6. Трофимов А. С., Ибрагимов Л. Х., Ситников А. А. Ограничение водопритоков нефтяных скважин по каналам низкого фильтрационного сопротивления // Нефтепромысловое дело. – 1996. – № 6. – С. 13–18.
7. Бекенов Е. М., Юсубалиев Р. А., Досказиева Г. Ш., Оптимизация системы заводнения месторождения Тюлюс (Республика Казахстан) // Газовая промышленность. – 2018. – № 8 (772). – С. 42–47.
8. Оценка эффективности и факторный анализ волновой технологии по Хохряковскому месторождению / Т. К. Апасов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 3. – С. 36–41.
9. Пат. 139424 РФ, МПК E21B 28/00. Волновой гидромонитор / Ананьев В. А., Апасов Т. К., Апасов Г. Т.; опубл. 20.04.14, Бюл. № 11.
10. Апасов Г. Т. Виброволновой метод интенсификации добычи нефти и ограничения водопритоков // Науч.-техн. инновационный форум «НефтьГазТЭК»: сб. материалов. – Тюмень, 2014. – № 5. – С. 19–22.
11. Комплекс селективной шадающей перфорации и изоляционных работ с последующим вызовом притока нефти / Г. Т. Апасов [и др.] // Нефтесервис. – 2013. – № 3. – С. 36.
12. Апасов Г. Т. Лабораторные исследования синтетической смолы для проведения изоляционных работ в скважинах // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 12. – С. 29–33.
13. Пат. 2439119 РФ: МПК С 09 К 8/44. Быстросхватывающая тампонажная смесь (БСТС) для изоляции водогазопритоков в нефтяных и газовых низкотемпературных скважинах / Абдурахимов Н. А., Апасов Т. К., Апасов Г. Т.; опубл. 10.01.12, Бюл. № 1.
14. Пат. 136485 РФ, МПК E 21 B 43/32. № 013132228/03. Конструкция скважины для ограничения водопритоков и улучшения фильтрации нефти из пласта / Грачев С. И., Апасов Т. К.; опубл. 10.01.14, Бюл. № 1.
15. Уолш М., Лейк Л. Первичные методы разработки месторождений углеводородов / Пер. с англ. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008. – 672 с.
16. Дейк Л. П. Практический инжиниринг резервуаров / Пер. с англ. под ред. М. Н. Кравченко. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 668 с.
17. Арбатов А. А. Пути становления российских неинтегрированных компаний // Нефтегазовая вертикаль. – 2001. – № 4. – С. 18–20.
18. Грайфер В. И., Даниленко М. А. Малый и средний бизнес в нефтяной промышленности. – М.: РИТЭК, 2000. – 160 с.

### References

1. Arbatov, A., & Kryukov, V. (1999). Est' li budushchee u "malykh" neftegazovykh kompaniy? Neft' Rossii, (8), pp. 10-15. (In Russian).
2. Arbatov, A. A., & Mukhin, A. V. (2000). Neftegazovye proekty v Rossii. Argumenty investora. TEK, (1), pp. 24-27. (In Russian).
3. Ivanov, S. I. (2006). Intensifikatsiya pritoka nefti i gaza k skvazhinam. Moscow, Nedra Publ., 565 p. (In Russian).
4. Apasov, T. K., Sahipov, D. M., Apasov, G. T., & Apasov, R. T. (2011). The analysis of application of complex methods of oil recover enhancement in Hokhryakovskoye field. Higher Education Institutions News. Neft' I Gaz, (1), pp. 31-26. (In Russian).
5. Trofimov, A. S., Gusev, S. V., Grachev, S. I., Belyaev, V. A., & Baturin, S. G. (1997). Trassernye issledovaniya Ur'evskogo mestorozhdeniya. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (6), p. 71. (In Russian).
6. Trofimov, A. S., Ibragimov, L. Kh., & Sitnikov, A. A. (1996). Ogranichenie vodopritokov neftyanykh skvazhin po kanalam nizkogo fil'tratsionnogo soprotivleniya. Oilfield Engineering, (6), pp. 13-18. (In Russian).
7. Bekenov, E. M., Yusubaliev, R. A., & Doskaziyeva, G. Sh. (2018). Optimization of waterflooding pattern of the Tulyus field (Republic of Kazakhstan). GAS Industry of Russia, (8(772)), pp. 42-47. (In Russian).
8. Apasov, T. K., Salienco, N. N., Apasov, R. T., & Apasov, G. T. (2011). Estimation of performance and factor analysis of wave technology for Khohryakovskoye field. Higher Education Institutions News. Neft' I Gaz, (3), pp. 36-41. (In Russian).
9. Anan'ev, V. A., Apasov, T. K., & Apasov, G. T. Volnovoy gidromonitor. Pat. 139424 RF, MPK E21V 28/00. Published: 20.04.14, Byul. No 11. (In Russian).

10. Apasov, G. T. (2014). Vibrovolnovoy metod intensivifikatsii dobychi nefi i ogranicheniya vodopritokov. Nauchno-tekhnicheskii innovatsionnyy forum "Nefi'GaZTEK", (5), Tyumen, pp. 19-22. (In Russian).
11. Apasov, G. T., Apasov, T. K., Grachev, S. I., & Kuzyaev, E. S. (2013). Kompleks selektivnoy shchadyashchey perforatsii i izolyatsionnykh rabot s posleduyushchim vyzovom pritoka nefi. Nefteservis, (3), p. 36. (In Russian).
12. Apasov, G. T. (2013). Laboratory studies of synthetic resin to be used for carrying out isolation work in wells. Oilfield Engineering, (12), pp. 29-33. (In Russian).
13. Abdurakhimov, N. A., Apasov, T. K., & Apasov, G. T. Bystroskhvatyvyayushchaya tamponazhnaya smes' (BSTS) dlya izolyatsii vodogazopritokov v neftyanykh i gazovykh nizkotemperaturnykh skvazhinakh. Pat. 2439119 RF: MPK S 09 K 8/44. Published: 10.01.12, Byul. № 1. (In Russian).
14. Grachev, S. I., & Apasov, T. K. Konstruktsiya skvazhiny dlya ogranicheniya vodopritokov i uluchsheniya fil'tratsii nefi iz plasta. Pat. 136485 RF, MPK E 21 V 43/32. No 013132228/03. Published: 10.01.14, Byul. № 1. (In Russian).
15. Walsh, M., & Lake, L. W. (2008). A generalized approach to primary hydrocarbon recovery. Amsterdam (Netherlands), Elsevier Science BV, 672 p. (In English).
16. Dake, L. P. (2008). The practice of reservoir engineering. Revised edition. Amsterdam (Netherlands), Elsevier Science BV, 668 p. (In English).
17. Arbatov, A. A. (2001). Puti stanovleniya rossiyskikh neintegrirovannykh kompaniy. Neftgazovaya vertikal', (4), pp. 18-20. (In Russian).
18. Grayfer, V. I., & Danilenko, M. A. (2000). Malyy i sredniy biznes v neftyanoy promyshlennosti. Moscow, RITEK Publ., 160 p. (In Russian).

#### **Сведения об авторах**

**Апасов Тимергалий Кабирович**, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Апасов Гайдар Тимергалеевич**, к. т. н., главный специалист департамента геологии и разработки новых активов, ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень

**Левитина Екатерина Евгеньевна**, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: levitinaee@tyuiu.ru

**Мамчистова Елена Ивановна**, к. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Назарова Нелли Владимировна**, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Новоселов Михаил Михайлович**, заместитель начальника отдела разработки нефтяных и газовых месторождений, АО «НижневартовскНИПИнефть», г. Нижневартовск

**Хайруллин Азат Амирович**, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

#### **Information about the authors**

**Timergaley K. Apasov**, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

**Gaydar T. Apasov**, Candidate of Engineering, Chief Specialist at the Department of Geology and Development of New Assets, Gazpromneft STC LLC, Tyumen

**Ekaterina E. Levitina**, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: levitinaee@tyuiu.ru

**Elena I. Mamchistova**, Candidate of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

**Nelli V. Nazarova**, Assistant at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

**Mikhail M. Novoselov**, Deputy Head of Department of the Oil and Gas Field Development, NizhnevartovskNIPIneft JSC, Nizhnevartovsk

**Azat A. Khayrullin**, Assistant at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen