Р.Б. Рафиков, А.П. Чиркунов (ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, Российская Федерация), **Р.В. Вафин, А.Ф. Егоров** (ЗАО «АЛОЙЛ», г. Бавлы, Российская Федерация), **И.А. Дьячук** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

ПОДХОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ СНИЖЕНИЯ ОБВОДНЁННОСТИ ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Rinat B. Rafikov, Aleksandr P. Chirkunov (TATNEFT PJSC, Almetьевsk, Russian Federation), **Rif V. Vafin, Andrey F. Egorov** (Aloil CJSC, Bavly, Russian Federation), **Ivan A. Dyyachuk** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

APPROACHES AND TECHNOLOGIES TO REDUCE WATER CUT OF OIL AT THE LATER STAGE OF OIL FIELD DEVELOPMENT

Введение

Проблема выработки остаточных запасов нефти на поздней стадии разработки нефтяных месторождений известна широкому кругу специалистов. К сожалению весомых положительных результатов от внедрения тех или иных технологий, которые бы позволили переломить негативную тенденцию, выражающуюся в прогрессирующей обводнённости добываемой продукции, сокращении действующего фонда скважин и снижения рентабельности добычи нефти на таких месторождениях, пока нет.

Цели и задачи

Оценка технологической эффективности внедрения технологии с целью снижения обводнённости добываемой продукции.

Результаты

На основе теоретических, лабораторных и промысловых исследований и наблюдений сформулирована концепция доработки истощенной предшествующей разработкой нефтяной залежи.

Background

The problem of developing residual oil reserves at a late stage of oil field development is known to a wide circle of specialists. Unfortunately, there are no significant positive results from the introduction of certain technologies that would make it possible to reverse the negative trend expressed in the progressive water cut of the produced products, a reduction in the existing well stock and a decrease in the profitability of oil production at such fields.

Aims and Objectives

Assessment of the technological efficiency of the technology introduction in order to reduce the water cut of the products.

Results

On the basis of theoretical, laboratory and field studies and observations, the concept of additional development of an oil reservoir depleted by previous development has been formulated.

Ключевые слова: нефтяная залежь; остаточные запасы нефти; поздняя стадия разработки нефтяных месторождений; обводненность; доработка

Keywords: oil reservoir; residual oil reserves; late stage of oil field development; water cut; additional development

Проблема выработки остаточных запасов нефти на поздней стадии разработки нефтяных месторождений известна широкому кругу специалистов. К сожалению, весомых положительных результатов, от внедрения тех или иных технологий, которые бы позволили переломить негативную тенденцию, выражающуюся в прогрессирующей обводненности добываемой продукции, сокращении действующего фонда скважин и снижении рентабельности добычи нефти на таких месторождениях пока нет.

Нами на основе теоретических, лабораторных и промысловых исследований и наблюдений была сформулирована концепция доработки истощенной предшествующей разработкой нефтяной залежи [1-3].

Общие принципы доработки нефтяной залежи

Доработка истощенной нефтяной залежи предусматривает осуществление ряда крупных мероприятий или этапов по переводу системы разработки на иной режим эксплуатации.

Первый этап. Анализ вскрытия перфораций продуктивной части коллектора. Скважины эксплуатируются в двух геологических обстановках: это - чисто нефтяная залежь (ЧНЗ) или водонефтяная залежь (ВНЗ). В ЧНЗ весь продуктивный разрез скважины должен быть вскрыт, а в скважинах в ВНЗ дополнительно необходимо вскрытие части нижней водонасыщенной части [4].

После доперфорации скважины необходимо проведение обработки призабойной

зоны (ОПЗ) нефтяным растворителем для обеспечения максимальной пропускной способности призабойной зоны скважины. Этот этап, казалось бы очевидный, не потребует значительных затрат, но позволит существенно прирастить текущие уровни добычи нефти и с высокой долей вероятности приведет к снижению обводненности добываемой продукции.

Второй этап. Необходимо снизить энергетическую нагрузку на пласт. Для этого необходимо сократить объем добываемой высокообводненной продукции путем снижения дебита жидкости по фонду высокообводненных скважин (деооптимизация). При этом нами не рекомендуется остановка скважин. Одновременно нужно снизить приемистость нагнетательных скважин таким образом, чтобы сохранить текущую компенсацию на уровне 100 %.

Для удобства планирования оптимизации системы разработки можно воспользоваться следующим подходом.

Для всех действующих эксплуатационных скважин строится график в координатах, предложенных Вогелем [5]

$$\bar{q} = \frac{q}{q_{\max}}; \bar{P} = \frac{P_c}{P_{nl}}, \quad (1)$$

где q , P_c - соответственно дебит скважины и забойное давление;

$q_{\max}$, P_{nl} - соответственно дебит скважины при снижении забойного давления до 0 и пластовое давление.

Приведение параметров $P - q$ по фон-

ду скважин к безразмерному виду позволяет представить весь массив скважин в виде единой корреляционной зависимости. С точки зрения теории подобия (А.А. Гухман, 1963 г.) это «обобщённый индивидуальный случай», в котором представлены отдельные явления (скважины). Общим для всех скважин является подчинённость единой зависимости $\bar{P} = f(\bar{q})$, отличием каждой скважины от другой - их безразмерные координаты. Подобное обобщение - основная функция, которую выполняют координаты Вогеля. Более того, приведённые зависимости представляют некоторую «индикаторную диаграмму», но в обобщённом виде (рисунок 1).

Рисунок 1. Распределение скважин по реализованному потенциалу

Красным, цветом отмечены скважины, обводнённость которых ниже некоторой пороговой величины, которая задаётся (низкообводнённые). Синим цветом отмечены высокообводнённые скважины, обводнённость которых превосходит среднюю обводнённость по залежи. Изменив режим на скважинах путем увеличения потенциала на низкообводнённых скважинах и снизив потенциал по высокообводнённым, можно спланировать де-

биты по всем скважинам и подобрать соответствующие приёмистости на нагнетательных скважинах. Причём потери нефти от ограничения добычи высокообводнённой продукции будут частично или полностью компенсированы увеличением потенциала на низкообводнённых скважинах.

Третий этап по оптимизации существующей системы разработки, который рекомендуется проводить одновременно со вторым, заключается в следующем. Используя структурные карты, построенные по кровле продуктивного коллектора, определяются скважины, которые вскрыли миниантиклинальные поднятия кровли коллектора, сопоставимые со средней толщиной коллектора. Из этого списка формируется список скважин, находящихся в простое (бездействующих по причине высокой обводнённости, пьезометрических, законсервированных), и на них проводятся специальные промысловые исследования.

Целью этих исследований является установление факта накопления нефти в стволе скважины и скорости накопления. Для этого необходимо определить местоположение водонефтяного раздела (ВНР) в скважине и статический уровень.

Повторное исследование, проведённое в скважине через известный временной промежуток (5-30 сут), позволит определить скорость накопления нефти в стволе скважины. Зная скорость накопления, скважина переводится в эксплуатацию, при этом отбор жидкости из скважины не должен превышать скорости накопления нефти в стволе скважины. Соблюдение этого условия эксплуатации позволит в дальнейшем отбирать безводную продукцию.

Перед проведением специальных промысловых исследований на скважине необходимо убедиться, что скважина проперфорирована до кровли продуктивного коллектора и после установления факта существования столба нефти в скважине желательно провести ОПЗ (нефтяной растворитель, возможно, в сочетании с кислотой в зависимости от литологии коллектора) для обеспечения беспрепятственного движения нефти на забой скважины.

Методика проведения специальных промысловых исследований подробно изложена в статье [6].

Четвертый этап - снижение обводнённости на действующем фонде скважин, проводится после осуществления второго этапа. Предлагается внедрение технологии ограничения водопритока в скважину с помощью «хвостовика».

Предлагаемая технология снижения обводнённости продукции нефтяных добывающих скважин базируется на ранее не описанном процессе, имеющем место на границе раздела фаз «нефть - вода» в капиллярах коллектора.

В результате её применения минимизируется накопление воды в интервале продуктивного горизонта, увеличивается дебит жидкости при снижении обводнённости добываемой продукции.

Предлагаемая технология применима в скважинах, чей разрез представлен послойно неоднородными по проницаемости пропластками или пластами с разной проницаемостью при совместной эксплуатации.

Существующие компоновки внутри-скважинного оборудования при механизированном способе эксплуатации (установки штанговых глубинных насосов (УШГН), установки электроцентробежных насосов и т.д.) предполагают, что насос спущен на глубину существенно выше, чем расположен интервал перфорации.

При достижении обводнённости 60-70 % происходит инверсия фаз, т.е. внешней фазой в добываемой эмульсии становится вода.

В результате этого интервал перфорации оказывается в непосредственном контакте с водой. На границе фаз «нефть - вода» формируются аномальные слои, обладающие структурно механическими свойствами. Поэтому низкопроницаемые и, соответственно, невыработанные прослойки пласта оказываются экранированными, высокопроницаемые, а, следовательно, промытые пропластки, в свою очередь, продолжают работать, но только водой, поскольку вода беспрепятственно проникает из пласта на забой скважины.

Экспериментально доказано, что для

преодоления этих аномальных слоев необходим перепад давления 3,5-13,6 атм в зависимости от диаметра капилляра и физико-химических свойств нефти, т.е. один факт существования структурированных пробок значительно снизит продуктивность скважин, а в отдельных случаях и сведёт её на нет.

Предлагаемая технология позволяет кардинально изменить ситуацию и естественным путем создать фильтрационные сопротивления для движения воды и обеспечить беспрепятственный приток нефти. Для этого отбор жидкости из скважины производится ниже подошвы продуктивного пласта, что препятствует накоплению в стволе скважины воды, следовательно, нефтеносные пропластки в создавшихся условиях контактируют с нефтяной средой, что исключает противодействие фильтрации нефти со стороны сил поверхностного натяжения и образование упорядоченно-структурированных слоев. Фильтрация же воды из водоносных пропластков в нефтяную фазу будет затруднена.

Таким образом, предлагаемый способ эффективен, несложен, дешев и промышленно применим, т.к. может быть приурочен к плановым текущим ремонтам [7].

Пятый этап - смена местоположения нагнетательных скважин. Анализ промысловых данных показывает, что существует разница в характере обводнения добывающей скважины в зависимости от ее местоположения относительно нагнетательной, выше или ниже по наклону пласта.

С теоретической точки зрения, добывающие скважины, находящиеся ниже нагнетательной скважины по наклону пласта, обводняются быстрее, чем добывающие скважины, находящиеся выше нагнетательной (рисунок 2). Что является следствием проявления гравитационного градиента давления.

Следовательно, учёт структуры залегания продуктивного коллектора необходим при взаимно расстановке добывающих и нагнетательных скважин.

Проведённый анализ эксплуатационных характеристик скважин показал, что теоретические предпосылки полностью подтверждаются промысловыми данными (таблица 1).

Схема обводнения добывающей скважины, в зависимости от местоположения нагнетательной скважины (ниже по наклону пласта)

Схема обводнения добывающей скважины, в зависимости от местоположения нагнетательной скважины (выше по наклону пласта)

Рисунок 2. Схемы обводнения добывающей скважины в зависимости от ее взаимного расположения с нагнетательной скважиной

Таблица 1. Характеристики выработки запасов нефти по скважинам

№ скважины	Положение относительно нагнетательной скважины	Достигнутая обводненность, %	Коэффициент использования геологических запасов, %
787	выше на 3,1 м	96,5	72,5
704	ниже на 2,4 м	98,5	2,0
765	на одном уровне	96,5	57,1
763	ниже на 5,6 м	95,4	26,2
856	выше на 5,1 м	92,3	19,9
892	ниже на 3,5 м	99,2	0,6
548	выше на 9 м	92,9	43,1
587	ниже на 3,7 м	91,1	0,7
1958	выше на 5,2 м	72,8	55,0
847	ниже на 3,8 м	86,7	27,5
1509	выше на 8,8 м	95,6	7,6
1506	ниже на 8,3 м	88,6	3,3

Для примера рассмотрим результаты эксплуатации скважин Орехо-Ермаковского нефтяного месторождения. Для оценки характера выработки скважин воспользуемся характеристиками вытеснения, построенными в координатах «обводнённость - использование геологических запасов, приходящихся на скважину» (рисунки 3, 4).

Рисунок 3. Характер обводнения скважин №№ 548 и 587

Рисунок 4. Характер обводнения скважин №№ 1958 и 847

На рисунках 5-8 приведены фрагменты структурных карт по кровле коллектора пласта AB_2^1 и линии геологических профилей, причем сами схематические геологические профили представлены на рисунках 6, 8.

Рисунок 5. Карта кровли коллектора пласта AB_2^1 . Окружение скважины № 1062

Рисунок 6. Схематический геологический разрез по линии скважин №№ 587, 1062, 548, 1419

Красная и синяя вертикальные линии указывают, когда введена нагнетательная скважина, находящаяся между анализируемыми скважинами, относительно времени эксплуатации каждой из них.

Таблица 1 наглядно демонстрирует, что вышележащие скважины достигают большего коэффициента использования геологических запасов, чем нижележащие.

Рисунок 7. Карта кровли коллектора пласта АВ₂¹. Окружение скважины № 1159

Рисунок 8. Схематический геологический разрез по линии скважин №№ 3416, 847, 1159, 1958, 808

Таким образом, все нагнетательные скважины должны находиться ниже добывающих относительно кровли коллектора. Тем самым, добывающие скважины находятся на купольных поднятиях кровли пласта, где локализуются и будут локализоваться остаточные запасы нефти, а нагнетательные скважины образуют приконтурное заводнение для этих участков пласта.

Шестой этап - локальное применение форсированного отбора жидкости (ФОЖ). Рекомендуется к применению на локальных участках пласта, который характеризуется

мини - антиклинальным поднятием кровли, но не вскрыт скважиной. Для выработки этого участка пласта предлагается ближайшие скважины перевести на ФОЖ.

Установление форсированного режима эксплуатации производится на каждой выбранной скважине индивидуально. Принцип установления оптимального режима эксплуатации заключается в установлении дебита по жидкости, который позволит создать достаточный градиент давления для выноса нефтяного скопления из купола, расположенного на заданном расстоянии от скважины [8].

Следовательно, для полного вытеснения нефти из купола необходимо превысить существующий (начальный) градиент давления на величину не меньшую, чем произведение разницы удельного веса между нефтью и вытесняющим агентом (вода) на высоту купольного поднятия, делённую на длину купольного поднятия:

$$\frac{dP}{dL} \geq \Delta\gamma \cdot H/L \quad (2)$$

Условие (2) является необходимым и достаточным условием для выноса нефтяных скоплений, находящихся в купольных поднятиях. Довыработка купольного поднятия осуществляется через эксплуатационные скважины, на которых установлен дебит по жидкости, достаточный для создания в пласте градиента давления, превышающего по величине произведение разности плотностей нефти и воды на высоту купольного поднятия. Действие градиента давления должно быть на расстоянии не меньшем, чем половина среднего расстояния до других скважин, с постоянным количеством накопленной нефти внутри выделенной фигуры.

Кроме рассмотренного выше примера аналогичные процессы вытеснения будут иметь место и в микрокуполах, которыми в изобилии представлена система поровых каналов нефтенасыщенной породы. В результате подключения этих микрокуполов к процессу выработки форсированный отбор жидкости станет ещё более оправданным мероприятием как с технологической, так и с экономической точек зрения.

*Промысловый опыт внедрения
технологических решений*

Совместно со специалистами ПАО «Татнефть» и ЗАО «Алойл» в период 2017-2019 гг. проводились опытно-промышленные испытания предложенных технологических решений на участке ОПР Восточно-Сулеевской площади Ромашкинского нефтяного месторождения и на одной скважине Алексеевского нефтяного месторождения.

*Реализация первого этапа концепции
доработки*

Первый этап концепции доработки был опробован на скважине № 157 Алексеевского месторождения. Скважина введена в эксплуатацию 08.2001. Накопленная добыча

нефти 2,940 тыс. т, накопленная добыча жидкости - 3,277 тыс. т. Скважина вступила с начальной обводненностью 5,6 %.

Перед проведением геологических мероприятий дебит по нефти составлял 0,4 т/сут, по жидкости - 0,5 м³/сут, обводненность добываемой продукции 8,0 %. Характерной особенностью скважины является периодический режим эксплуатации с 08.2016, при этом скважина отбирает продукцию в среднем по 35 ч в мес., что явно указывает на истощение пластовой энергии в зоне дренирования скважины.

Эксплуатационная характеристика по скважине представлена на рисунке 9.

Разрез скважины представлен тремя терригенными пластами: Д1, Д2 и Д3.

Верхний пласт Д1 представлен тремя пропластками.

Рисунок 9. Эксплуатационная характеристика скважины № 157

Верхний 1902,0-1903,4 м - нефтенасыщенный и вскрыт перфорацией, ниже на глубине 1904,6-1906,4 м залегает нефтенасыщенный пропласток, имеющий контактные запасы с водонасыщенным пропластком 1906,4-1928,6 м.

Пласты Д2, Д3, вероятно, водонасыщены.

В скважине было рекомендовано произвести доперфорацию нижней части нефтенасыщенного пропластка со вскрытием водоносного пропластка. Рекомендуемый интервал дострела 1904,6-1907,0 м, что позволяет увеличить рабочую толщину в скважине на 1,8 м и устранить физическую основу образования конуса подошвенной воды, однако есть вероятность опережающего прорыва воды, поскольку

вязкость пластовой нефти составляет 27,87 мПа·с.

Фактически в скважине проведен перестрел + дострел пласта в интервалах: 1902,0-1903,4; 1904,5-1905,5 м. Результаты приведены в таблице 2.

Таким образом, дострел нижней части продуктивного пропластка позволил перевести скважину на стационарный режим эксплуатации, при этом средний дебит по нефти вырос на 8,6-12,2 т/сут, дополнительно добыто 652,5 т нефти за 72 сут эксплуатации. Увеличение обводнённости с 8 % до 30 %, вероятно, связано с подтягиванием подошвенных вод, поскольку в скважине не вскрыт водонасыщенный пропласток, тем самым созданы условия для формирования конуса воды.

Таблица 2. Технологический эффект от ГТМ по скважине № 157

№ скважины	Режимные данные до мероприятия			
	ГТМ 02.08.2019 - 12.08.2019			
	Qж, м ³ /сут	Qн, т/сут	W, %	Ндин, м
157	0.5	0.4	8.0	-
1 месяц эксплуатации	Режимные данные после мероприятия			
	12.08.2019 - 31.08.2019			
	Qж, м ³ /сут	Qн, т/сут	W, %	Ндин, м
	15.2	12.2	7.0	630
2 месяц эксплуатации	Режимные данные после мероприятия			
	01.09.2019 - 30.09.2019			
	Qж, м ³ /сут	Qн, т/сут	W, %	Ндин, м
	15.5	8.7	35.0	720
3 месяц эксплуатации	Режимные данные после мероприятия			
	01.10.2019 - 22.10.2019			
	Qж, м ³ /сут	Qн, т/сут	W, %	Ндин, м
	14.1	8.55	30.0	800

В рамках проведения опытно-промышленных работ по апробации новых технологий с 2017 г. проводятся работы на участке ОПР Восточно-Сулеевской площади. На данном полигоне испытаны технологии по третьему и четвертому пунктам предлагаемой концепции.

Реализация третьего этапа концепции доработки

С целью определения скорости накопления остаточной нефти в стволах простаивающих высокообводнённых скважинах исследования проведены в трех скважинах №№ 1525, 1768, 1840.

Исследования включают в себя подготовительные работы на скважине, спуск НКТ оборудованной «воронкой» ниже нижних дыр перфорации и периодические замеры статического уровня и водонефтяного раздела в межтрубном пространстве. В качестве методов исследования использовались: влагометрия, манометрия, замер гамма-каротажа (ГК), локация муфт (ЛМ).

Исследования, проведенные в скважине № 1525, оказались некорректными.

В результате исследований наблюдается уменьшение столба скапливающейся нефти с 5,2 до 0 м, что противоречит физике процесса.

Единственным объяснением наблюдаемого явления может служить вероятный переток скапливающейся нефти из замкнутого объема (межтрубное пространство в скважине) либо во внутреннюю полость НКТ, либо в пласт через негерметичность обсадной колонны. В любом случае проведенные на скважине № 1525 специальные промысловые исследования не позволяют оценить скорость накопления нефти в стволе остановленной высокообводненной скважины.

В скважине № 1768 исследования прошли успешно. Скважина введена в эксплуатацию 09.1956. Начальный дебит безводной нефти составил 43,55 т/сут. Скважина изначально была оборудована УШГН. Безводный период эксплуатации продлился до 12.1968, после чего скважина начала обводняться. Скважина характеризуется устойчивым ха-

рактером работы до 03.1991, после чего наблюдаются кратковременные простои от 1 до 1,5 мес. и два длительных простоя с 01.1997 по 02.1998 и с 02.2004 по 09.2008. Надо подчеркнуть, что на скважине отмечаются факты снижения обводненности добываемой продукции как после кратковременных простоев, так и при снижении дебита. За период эксплуатации скважиной отобрано 271,89 тыс. т нефти и 719,0 тыс. т жидкости. На момент остановки 01.2015 дебит по нефти - 0,27 т/сут, 19,33 т/сут по жидкости, обводненность 98,6 %, после чего скважина переведена в консервацию.

Скважина № 1768 в разрезе имеет 4 нефтенасыщенных пласта.

Пласт Д1А: интервал залегания о.а. - 1460,3-1465,5 м; пласт Д1Б1 а.о. - 1467,5-1468,7 м; пласт Д1Б3 а.о. - 1477,9-1479,9 м; пласт Д1ГД а.о. - 1484,3-1489,9 м.

Все четыре пласта отделены глинистыми перемычками. Следует отметить, что 07.10.2014 осуществлена заливка двух верхних продуктивных пластов Д1А, Д1Б1.

Нижние нефтенасыщенные пласты вскрыты перфорацией с разной степенью, так пласт Д1Б3 вскрыт полностью, пласт Д1ГД вскрыт лишь в кровле в интервале а.о. - 1483,6-1484,6 м.

С точки зрения накопления остаточной нефти, в скважине № 1768 имеется два пласта Д1А и Д1ГД, которые в области данной скважины оцениваются как микроупольные поднятия, остальные пласты не могут быть оценены как микроупольные поднятия.

С 29.08.2017 по 03.09.2017 на скважине проведены подготовительные работы для проведения специальных промысловых исследований по определению скорости накопления остаточной нефти в стволе скважины. До момента исследований скважина находилась в простое чуть более 20 мес.

Результаты исследований приведены на рисунках 10, 11.

Таким образом, по результатам исследований наблюдается стабильное увеличение скапливающейся нефти с 58,1 до 91,2 м. На рисунках 10, 11 приведены изменения высоты столба в межтрубном пространстве и скорости накопления в скважине № 1768.

Рисунок 10. Динамика накопления остаточной нефти в затрубном пространстве скв. № 1768

Рисунок 11. Изменение объема нефти в затрубном пространстве по скв. № 1768

Скорость накопления остаточной нефти в затрубном пространстве, исходя из имеющейся информации, составляет $0,238 \text{ м}^3/\text{мес}$.

Исследования, проведенные в скважине № 1840 также оказались успешными. Скважина введена в эксплуатацию 05.1958.

Начальный дебит безводной нефти составил 39,6 т/сут. Скважина изначально эксплуатировалась фонтанным способом и 01.1965. была оборудована УШГН. Безводный период эксплуатации продлился до 01.1963, после чего скважина начала обводняться. Скважина характеризуется устойчивым характером работы.

Надо отметить, что обводнение добываемой продукции было спровоцировано увеличением отборов. Так, при дебите 47,31 т/сут обводнённость составляла 51,5 % (12.1976), увеличение отбора (91,4 т/сут) привело к увеличению обводнённости до 65,1 % (01.1977), и далее скважина стала обводняться.

За период эксплуатации скважиной отобрано 271,89 тыс. т нефти и 719,0 тыс. т жидкости. На момент остановки 01.1986 дебит по нефти - 0,61 т/сут, 82,72 т/сут - по жидкости, обводнённость 99,3 %, после чего скважина переведена в пьезометрический фонд.

Скважина № 1840 в разрезе имеет один нефтенасыщенный пласт Д1Б1, который залегает на глубине о.а. -1471,1-1474,7 м.

Продуктивный пласт залегает выше пласта Д1ГД (а.о. - 1489,1-1501,7 м), который изначально водонасыщен.

С точки зрения накопления остаточной нефти, в скважине № 1840 имеется только один пласт Д1Б1, который в области данной скважины оценивается как микроупольное поднятие.

С 18.12.2018 по 24.12.09.2018 на скважине проведены подготовительные работы для проведения специальных промысловых исследований по определению скорости накопления остаточной нефти в стволе скважины.

До момента исследований скважина находилась в простое чуть менее 33 лет.

Результаты исследований приведены на рисунках 12, 13.

В скважине № 1840 по результатам исследований наблюдается стабильное увеличение скапливающейся нефти в затрубном пространстве с 5,9 до 12,6 м.

Скорость накопления остаточной нефти в затрубном пространстве, исходя из имеющейся информации, составляет 0,090 м³/мес.

Рисунок 12. Динамика накопления остаточной нефти в затрубном пространстве скв. № 1840

Рисунок 13. Изменение объема нефти в затрубном пространстве по скв. № 1840

Выводы

1. Впервые прямыми инструментальными замерами доказан факт миграции остаточной нефти по крылу геологической структуры.

2. Движение остаточной нефти обусловлено гравитационным градиентом давления, а не за счет создания депрессии.

3. Полученные результаты позволяют утверждать, что миграционные процессы, связанные с движением остаточной нефти имеют место быть в заводнённых участках пласта залежи в процессе ее довыработки.

4. Факт миграции остаточной нефти по крылу геологической структуры позволяет утверждать, что аккумуляция остаточной нефти происходит в наивысших точках продуктивного коллектора, где скорость накопления будет на порядок выше.

Реализация четвертого этапа концепции доработки

Одной из основных целей проводимой работы было внедрение технологии «Хвостовик» с целью снижения обводнённости добываемой продукции. Всего за период 2017-

2019 гг. технология внедрена на шести добывающих скважинах.

Оценка технологической эффективности выполнена использованием фактических промысловых замеров. В данном случае технологический эффект оценивался как разница между замеренной величиной и «базовой», которая задавалась постоянной величиной.

Скважина № 11321

Технологический эффект по скважине оценивался в период с 17.11.2017 по 04.09.2019 (640 дней), когда скважина была остановлена, и 18.10.2019 в ней проведен гидроразрыв пласта (ГРП).

Оценка технологического эффекта, выполненная при помощи промысловых замеров и постоянной «базовой», показала, что дополнительная добыча нефти - 88,6 т, дополнительная добыча жидкости - минус 54,3 т, средняя обводненность за период - 81,8 % (обводненность до ГТМ 85 %).

Скважина № 21586

Технологический эффект по скважине оценивался в период с 18.12.2017 по

17.02.2019 (418 дней), когда скважина была остановлена, и 15.08.2019 в ней проведен ГРП.

Оценка технологического эффекта, выполненная при помощи промысловых замеров и постоянной «базовой», показала, что дополнительная добыча нефти - 333,0 т, дополнительная добыча жидкости 142,8 т, средняя обводненность за период - 82,9 % (обводненность до ГТМ 89 %).

Скважина № 11335

Технологический эффект по скважине оценивался в период с 30.10.2018 по 30.11.2019 (378 дней).

Оценка технологического эффекта, выполненная при помощи промысловых замеров и постоянной «базовой», показала, что дополнительная добыча нефти - 271,2 т, дополнительная добыча жидкости - минус 588,9 т, средняя обводненность за период - 71,0 % (обводненность до ГТМ 97,6 %).

Скважина № 11324

Технологический эффект по скважине оценивался в период с 08.12.2018 по 30.11.2019 (353 дня).

Оценка технологического эффекта, выполненная при помощи промысловых замеров и постоянной «базовой», показала, что дополнительная добыча нефти - 529,3 т,

дополнительная добыча жидкости - минус 1 956,2 т, средняя обводненность за период - 82,2 % (обводненность до ГТМ 91,4 %).

Скважина № 12641

Технологический эффект по скважине оценивался в период с 01.10.2019 по 30.11.2019 (61 день).

Оценка технологического эффекта, выполненная при помощи промысловых замеров и постоянной «базовой», показала, что дополнительная добыча нефти - 50,9 т, дополнительная добыча жидкости - минус 1,9 т, средняя обводненность за период - 65,4 % (обводненность до ГТМ 81,4 %).

Скважина № 17312

Технологический эффект по скважине оценивался в период с 01.10.2019 по 30.11.2019 (61 день).

Оценка технологического эффекта, выполненная при помощи промысловых замеров и постоянной «базовой», показала, что дополнительная добыча нефти - 55,7 т, дополнительная добыча жидкости - 146,9 т, средняя обводненность за период - 81,4 % (обводненность до ГТМ 81,4 %).

Результаты технологической эффективности технологии «Хвостовик» приведены в таблице 3.

Таблица 3. Технологический эффект по скважинам

№ скв	Прирост показателей			Показатели за период					
	$\Delta Q_{ж}, м^3$	$\Delta Q, т$	$\Delta \%$	$\Sigma Q_{ж}, м^3$	$\Sigma Q_{н}, т$	Об.нач.,%	Тнач	Ткон	Т, сут
11321	-54.3	88.6	-3.2	2876.9	523.8	85.0	14.11.2017	04.09.2019	640
21586	142.8	333.0	-6.1	5234.8	893.1	89.0	18.12.2017	17.02.2019	418
11335	-588.9	271.2	-26.6	1074.3	311.2	97.6	30.10.2018	20.10.2019	378
11324	-1956.2	529.3	-9.2	7566.6	1348.2	91.4	08.12.2018	30.11.2019	353
12641	1.9	50.9	-16.0	318.5	110.0	81.4	01.10.2019	30.11.2019	61
17312	146.9	55.7	-2.5	1294.9	240.5	83.9	06.10.2019	30.11.2019	55
ИТОГО	-2307.8	1328.7							

Выводы

1. Оценка технологической эффективности внедрения технологии «Хвостовик» с целью снижения обводненности добываемой продукции показала следующее: по всем шести скважинам получен положительный технологический эффект. Обводненность по скважинам снизилась от 2,5 % до 26,6 %, по трем скважинам наблюдается снижение добычи жидкости, дополнительно добытая

нефть изменяется от 50,9 до 529,3 т. Проведенный анализ показал технологическую эффективность технологии «Хвостовик» для снижения обводненности добываемой продукции.

2. Полученные результаты полностью согласуются и подтверждают гипотезу о перестроении нефтяной залежи, разработка которой прежде осуществлялась на жестко-водонапорном режиме.

Список литературы

1. Дьячук И.А. Общие принципы разработки нефтяных месторождений в условиях заводнения на заключительной стадии разработки // Нефть. Газ. Новации. 2012. № 6 (161). С. 63-70.
2. Дьячук И.А. К вопросу о перестроении нефтяных месторождений и пластов // Георесурсы. 2015. № 1 (60). С. 39-45.
3. Дьячук И.А. Формирование систем разработки нефтяных месторождений на заключительной стадии в условиях заводнения: дис. ... д-ра техн. наук. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. 275 с.
4. Дьячук И.А., Князева Е.В., Костенко И.В., Кутуков Н.С. Обоснование необходимости перфорации всей нефтенасыщенной толщины в пластах, представленных обширной водонефтяной зоной и осложненных контактными запасами (на примере пласта Д1нж Белебеевского нефтяного месторождения) // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. Вып. 4 (98). С. 81-89.
5. Vogel J.V. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells // Journal of Petroleum Technology. 1968. Vol. 20. Issue 1. P. 83-92. DOI: 10.2118/1476-PA.
6. Дьячук И.А., Князева Е.В., Кутуков Н.С., Романчев М.А., Сильянов В.В., Черных Д.Г. Необходимость учета влияния гравитационного градиента давления при разработке нефтяных месторождений на заключительной стадии в условиях заводнения // Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений: матер. 1 науч.-практ. конф. посвященной памяти Н.Н. Лисовского. М.: Изд-во НИИЦ «Недра-XXI», 2011. С. 178-209.
7. Пат. 2161246 РФ, МПК Е 21 В 43/00. Способ снижения обводненности продукции нефтяных добывающих скважин / К.А. Баграмов, И.А. Дьячук, А.А. Луценко, Д.Н. Репин, Н.С. Тянь, М.М. Хасанов. 99111569/03, Заявлено 01.06.1999; Опубл. 27.12.2000. Бюл. 36.
8. Пат. 2120543 РФ, МПК Е 21 В 43/18. Способ разработки нефтяного месторождения на заключительной стадии с помощью установления форсированного режима отбора / И.А. Дьячук. 96122362/03, Заявлено 21.11.1996; Опубл. 20.10.1998.

References

1. Dyachuk I.A. Obshchie printsipy razrabotki neftnykh mestorozhdenii v usloviyakh zavodneniya na zaklyuchitel'noi stadii razrabotki [General Principles to Develop Oil Fields in Conditions of Water Flooding at the Final Stage of Development]. *Neft'. Gaz. Novatsii - Oil. Gaz. Novation*, 2012, No. 6 (161), pp. 63-70. [in Russian].
2. Dyachuk I.A. K voprosu o pereformirovaniya neftnykh mestorozhdenii i plastov [Reformation of Oil Fields and Reservoirs]. *Georesursy - Georesursy*, 2015, No. 1 (60), pp. 39-45. [in Russian].
3. Dyachuk I.A. *Formirovanie sistem razrabotki neftnykh mestorozhdenii na zaklyuchitel'noi stadii v usloviyakh zavodneniya: dis. d-ra. tekhn. nauk* [Formation of Oil Field Development Systems at the Final Stage Under Waterflooding Conditions:]. Ufa, UGNTU Publ., 2015. 275 p. [in Russian].
4. Dyachuk I.A., Knyazeva E.V., Kostenko I.V., Kutukov N.S. Obosnovanie neobkhodimosti perforatsii vsej neftenasyshchennoi tolshchiny v plastakh, predstavlenykh obshirnoi vodoneftyanoi zonoj i oslozhnennykh kontaktnymi zapasami (na primere plasta D1nzh Belebeyevskogo neftyanogo mestorozhdeniya) [Substantiation of the Necessity of Perforating Through all Net Pay Thickness in Reservoirs, Featured by the Vast Oil-Water Zone and Complicated by Contact Reserves (D1nzh Reservoir, Belebeyevskoye Oil Field, Taken as an Example)]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2014, Issue 4 (98), pp. 81-89. [in Russian].
5. Vogel J.V. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 1968, Vol. 20, Issue 1, pp. 83-92. DOI: 10.2118/1476-PA.
6. Dyachuk I.A., Knyazeva E.V., Kutukov N.S., Romanchev M.A., Silyanov V.V., Chernykh D.G. Neobkhodimost' ucheta vliyaniya gravitatsionnogo gradianta davleniya pri razrabotke neftnykh mestorozhdenii na zaklyuchitel'noi stadii v usloviyakh zavodneniya [The Need to Take into Account the Influence of the Gravitational Pressure Gradient in the Development of Oil Fields at the Final Stage Under Waterflooding Conditions]. *Materialy 1 nauchno-prakticheskoi konferentsii posvyashchennoi pamyati N.N. Lisovskogo «Sostoyaniye i dal'neishee razvitiye osnovnykh printsiptov razrabotki neftnykh*

mestorozhdenii» [Materials of the 1st Scientific-Practical Conference Dedicated to the Memory of N.N. Lisovsky «State and Further Development of the Basic Principles of Oil Field Development»]. Moscow, NIITs «Nedra-XXI» Publ., 2011. pp. 178-209. [in Russian].

7. Bagramov K.A., Dyachuk I.A., Lutsenko A.A., Repin D.N., Tyan N.S., Khasanov M.M. *Sposob snizheniya obvodnennosti produktsii neftyanykh dobyvayushchikh skvazhin* [Method for Reducing Water Cut in Oil Production Wells]. Patent RF, No. 2161246, 2000. [in Russian].

8. Dyachuk I.A. *Sposob razrabotki neftyanogo mestorozhdeniya na zaklyuchitel'noi stadii s pomoshch'yu ustanovleniya forsirovannogo rezhima otbora* [A Method of Developing an Oil Field at the Final Stage by Establishing a Forced Withdrawal Mode]. Patent RF, No. 2120543, 1998. [in Russian].

Авторы

• Рафиков Ринат Билалович
ПАО «Татнефть»
Начальник отдела разработки Управления
разработки нефтяных месторождений
Российская Федерация, 423450, г. Альметьевск,
ул. Ленина, 75
e-mail: tnr@tatneft.ru

• Чиркунов Александр Петрович
ПАО «Татнефть»
Заместитель начальника Управления разработки
нефтяных месторождений
Российская Федерация, 423450, г. Альметьевск,
ул. Ленина, 75
e-mail: tnr@tatneft.ru

• Вафин Риф Вакилович, д-р техн. наук
ЗАО «Алойл»
Генеральный директор
Российская Федерация, 423930, г. Бавлы,
ул. Энгельса, 63
e-mail: aloil116@mail.ru

• Егоров Андрей Федорович, канд. техн. наук
ЗАО «Алойл»
Заместитель генерального директора - главный
геолог
Российская Федерация, 423930, г. Бавлы,
ул. Энгельса, 63
e-mail: aloil116@mail.ru

• Дьячук Иван Алексеевич, д-р техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: DyachukIA@ufa-stem.ru

The Authors

• Rafikov Rinat B.
TATNEFT PJSC
Head of the Development Department of the Oil Field
Development Directorate
75, Lenin str., Almetьевsk, 423450,
Russian Federation
e-mail: tnr@tatneft.ru

• Chirkunov Aleksandr P.
TATNEFT PJSC
Deputy Head of the Oil Field Development
Department
75, Lenin str., Almetьевsk, 423450,
Russian Federation
e-mail: tnr@tatneft.ru

• Vafin Rif V., Doctor of Engineering Sciences
Aloil CJSC
General Director
63, Engels str., Bavly, 423930,
Russian Federation
e-mail: aloil116@mail.ru

• Egorov Andrey F., Candidate of Engineering
Sciences
Aloil CJSC
Deputy General Director - Chief Geologist
63, Engels str., Bavly, 423930,
Russian Federation
e-mail: aloil116@mail.ru

• Dyachuk Ivan A., Doctor of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas-Oil Fields
Design and Exploitation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: DyachukIA@ufa-stem.ru