

Развитие технологии многоэтапного нестационарного циклического воздействия (МНЦВ) на семилукской залежи восточного блока Тишковского нефтяного месторождения

¹П.П. Повжик – канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора;
²Н.А. Демяненко – канд. техн. наук, доцент, начальник отдела;
²А.А. Кудряшов – заместитель директора;
³Д.В. Сердюков – начальник отдела;
²К.Ю. Медведев – ведущий геолог

(¹РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»;
²РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» БелНИПИнефть;
³РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» НГДУ «Речицанефть»)

Одним из перспективных направлений развития технологий повышения нефтеотдачи пластов на залежах нефтяных месторождений Республики Беларусь видится широкое внедрение технологий нестационарного воздействия [1, 2]. Выполненные работы, по нестационарному заводнению, на ряде объектов Припятского прогиба в соответствии с технологией классического циклического воздействия, изложенной в работах [3, 4], в карбонатных пластах с развитой системой трещиноватости ощутимого положительного результата не дали, по причине весьма высокой фильтрационной неоднородности между матрицей и системой трещин [1, 2]. Проницаемость этих сред, как правило, различается на 3 – 4 порядка. Поэтому по технологии классического нестационарного воздействия за короткий период полуцикла не удается создать градиент изменения пластового давления, который может обеспечить обмен пластовыми флюидами между матрицей и трещинами.

В связи с этим для воздействия на таких коллекторах разработана и предложена технология многоэтапного нестационарного циклического воздействия, включающая этапы с разделением во времени периодов отбора жидкости и закачки вытесняющего агента [1, 2, 5].

Один цикл воздействия включает.

1. Форсированный отбор жидкости. При этом осуществляется работа со сниженной компенсацией отборов жидкости закачкой, оптимизация работы добывающего фонда скважин.

2. Остановка добывающего фонда и продолжение закачки воды в нагнетательные скважины для восстановления давления.

3. Закачка потокоотклоняющих реагентов в простаивающие по причине высокой обводнённости контрольные скважины, расположенные на пути основных фильтрационных потоков от нагнетательных к добывающим скважинам, выявленных по результатам трассерных исследований.

4. Остановка нагнетательных скважин с возобновлением работы добывающего фонда.

5. Остановка добывающего фонда и продолжение закачки воды в нагнетательные скважины для восстановления энергии до уровня начала воздействия.

Результаты реализации первого цикла воздействия по этой технологии на семилукской залежи восточного блока Тишковского месторождения в течение 2014–2017 г.г. изложены в [1, 2]. Технологический эффект от выполненных работ по многоэтапному нестационарному циклическому воздействию на восточном блоке семилукской залежи Тишковского месторождения за период 01.2014 г. – 03.2017 г. составил 5320 тонн дополнительной добытой нефти.

По результатам реализации первого цикла была подготовлена программа выполнения второго цикла воздействия. Второй цикл, так же как и первый включал 5 этапов. По этапам было запланировано выполнение следующих мероприятий (рисунок 1).

Этап 1

Запуск в эксплуатацию добывающего фонда скважин, остановленного при выполнении 5-го этапа 1-вого цикла воздействия. При этом отборы жидкости установлены в следующих объёмах: с 01.04.2017 г. по 01.04.2018 г. скважина 9130 – 80 м³/сут; скважина 9133 – 60 м³/сут;

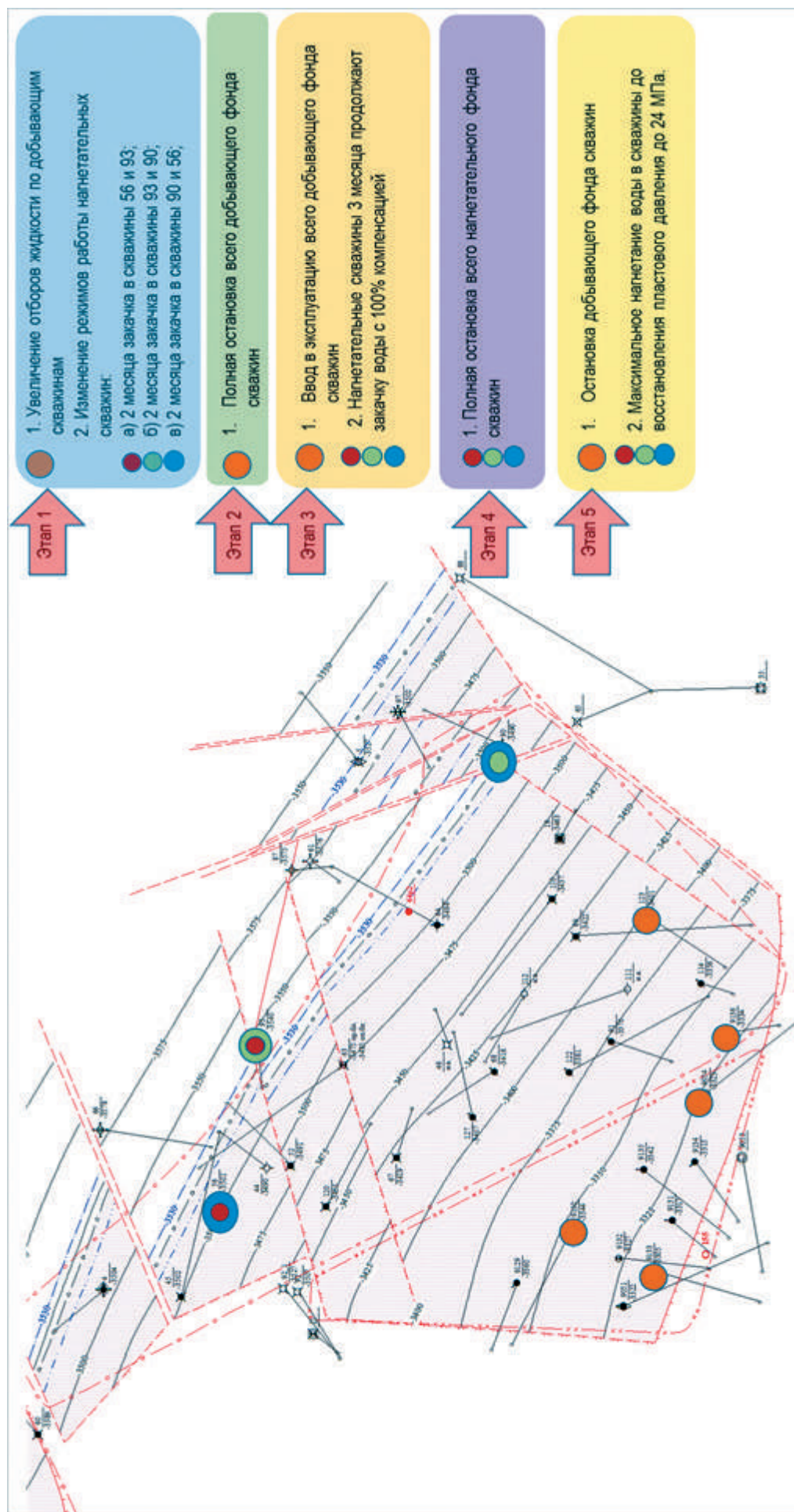


Рис. 1. Схема размещения фонда скважин и проведения второго цикла многоэтапного нестационарного циклического воздействия на семилукской залежи восточного блока Тишковского месторождения (2018-2020 гг.).

скважина 9136 – 80 м³/сут; скважина 9054 – 80 м³/сут; скважина 123 – 40 м³/сут.

По нагнетательному фонду скважин запланировано чередование закачки попарно (закачка ведётся в две из трёх скважин): 2 месяца в скважины 56 и 93; 2 месяца в скважины 93 и 90; 2 месяца в скважины 90 и 56. Компенсация отборов жидкости закачкой должна поддерживаться на уровне 50%. С 01.10.2017 г. закачку воды в нагнетательные скважины запланировали остановить. Этап завершается при снижении пластового давления по залежи до 20 МПа. Ориентировочный срок выполнения этапа 01.04.2017 – 01.04.2018 г. (12 мес.) (таблица 1).

Этап 2

Остановка добывающего фонда скважин и возобновление закачки воды во все нагнетательные скважины в следующих объёмах: скважина 56 – 250 м³/сут; скважина 90 – 160 м³/сут; скважина 93 – 250 м³/сут. Этап завершается в момент восстановления пластового давления до 24 МПа. Ориентировочный срок выполнения этапа 01.04.2018 – 01.07.2018 г. (3 мес.) (таблица 1).

Этап 3

Ввод в эксплуатацию добывающего фонда с дебитами жидкости: скважина 9130 – 60 м³/сут; скважина 9133 – 40 м³/сут; скважина 9136 – 50 м³/сут; скважина 9054 – 60 м³/сут; скважина 123 – 40 м³/сут, и закачкой воды во все нагнетательные скважины на протяжении 3 месяцев при 100% компенсации добычи жидкости закачкой (закачку планируется вести во все нагнетательные скважины, в соответствии с объемами закачки этапа 2). Ориентировочный срок выполнения 3-его этапа 01.07.2018 – 01.10.2018 г. (3 мес.) (таблица 1).

Этап 4

Остановка нагнетательного фонда при сохранении отборов жидкости добывающим фондом. Этап завершается при снижении пластового давления до 20 МПа. Ориентировочный срок выполнения 4-ого этапа 01.10.2018 – 01.12.2019 г. (14 мес.) (таблица 1).

Этап 5

Остановка добывающего фонда и ввод под закачку воды нагнетательного фонда с максимально возможной приёмистостью. Этап завершается в момент восстановления пластового давления до 24 МПа. К этому времени запланирована разработка программы реализации 3-его цикла воздействия.

Контроль за длительностью каждого из этапов осуществлялся по контрольным точкам изменения пластового давления в зоне отборов (снижения пластового давления до 20 МПа и последующего увеличения до 24 МПа). По результатам контроля, по мере выполнения работ, длительность этапов была скорректирована. Этап 1 был продлен на 2 месяца до 01.06.2018 г., этап 2 – на 1 месяц, этап 4 до середины 2020 г. (до снижения $P_{пл}$ до 20 МПа) (таблица 1). Соответственно, реализация этапа 5 переносится на вторую половину 2020 г., а этапа 1, 3-его цикла, смещены на конец 2020 г.

По состоянию на 01.06.2020 г. программа работ 2-го цикла полностью не реализована. Продолжается выполнение работ 4 этапа – остановка нагнетательного фонда скважин с целью снижения пластового давления в зоне отборов.

На рисунке 2 представлен график разработки восточного блока семилукского горизонта Тишковского месторождения с учетом реализации двух циклов многоэтапного нестационарного циклического заводнения (по состоянию на 01.06.2020 г.). Анализ динамики пластового давления показывает, что значения данного параметра изменялись в диапазоне от 28,2 МПа на начало организации проведения МНЦВ до 19,7 МПа в конце 1-го и 4-го этапов 2-го цикла. В течение 2-ух циклов воздействия наблюдаются 4 периода снижения пластового давления и 3 периода роста. Это позволило создавать среднюю амплитуду перепадов давления между матрицей и трещинами до 5,0–5,5 МПа. Минимальные значения давления 20–21 МПа наблюдаются на 1-ом и 4-ом этапах 1 и 2 циклов, максимальные значения 24–25 МПа на 2-ом и 5-ом этапах обоих циклов. Значения текущей компенсации отборов жидкости закачкой за период реализации 2-х циклов изменялись от 0% (при остановке нагнетательного фонда) до максимальных значений (при полной остановке добывающего фонда). Объёмы закачки воды в периоды остановки добывающего фонда скважин достигали 20 тыс. м³/мес. (рисунок 2) Максимальные уровни добычи нефти, достигающие 600 т/мес. наблюдаются на первом этапе, как первого, так и второго циклов воздействия за счет снижения обводнённости добываемой продукции до минимальных значений. За рассматриваемый период обводнённость добываемой продукции в периоды остановки работы нагнетательного фонда снижалась с 96,0–96,5% (1 этап – 1-ого цикла) до 91–95%,

Таблица 1. Сопоставление плановых и фактических дат реализации этапов МНЦВ на восточном блоке семилукского горизонта во втором цикле воздействия.

Этап	Даты реализации	
	Программа	Факт
1	01.04.2017 г. – 01.04.2018 г. (12 мес.)	01.04.2017 г. – 01.06.2018 г. (14 мес.)
2	01.04.2018 г. – 01.07.2018 г. (3 мес.)	01.06.2018 г. – 01.10.2018 г. (4 мес.)
3	01.07.2018 г. – 01.10.2018 г. (3 мес.)	01.10.2018 г. – 01.01.2019 г. (3 мес.)
4	01.10.2018 г. – 01.12.2019 г. (14 мес.)	01.01.2019 г. –
5	01.12.2019 г. – 01.02.2020 г. (3мес.)	

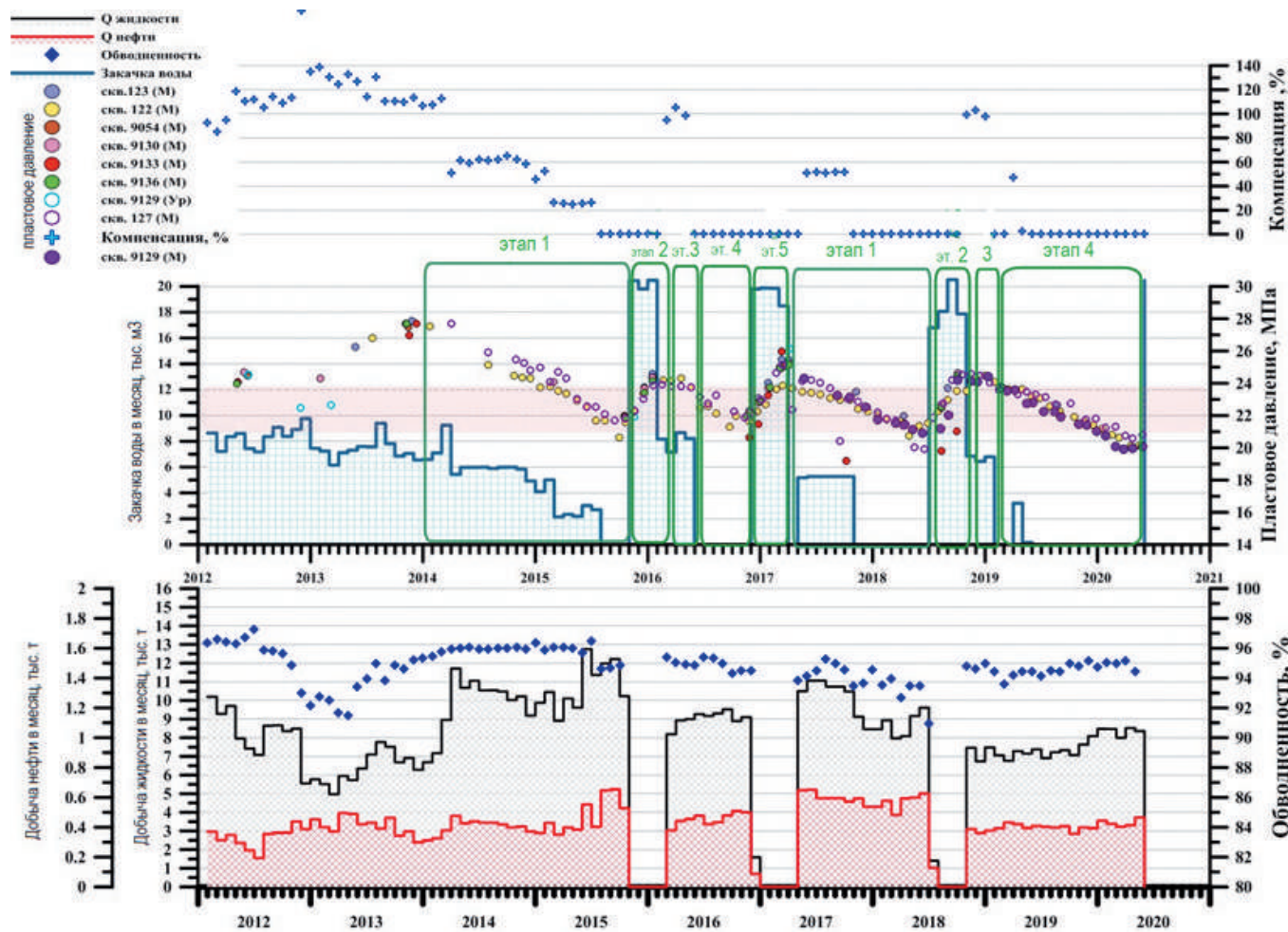


Рис. 2. График разработки восточного блока семилукского горизонта Тишковского месторождения в период реализации двух циклов многоэтапного нестационарного циклического заводнения.

за счет снижения объёмов закачки воды и последующей полной остановки нагнетательного фонда скважин. В конце этапов остановки работы нагнетательного фонда скважин, достигаются максимальные градиенты давлений между трещинами и матрицей и максимальное поступление нефти из матрицы в трещины.

На протяжении всего периода реализации первого цикла многоэтапного циклического воздействия и первого этапа второго цикла обводнённость добываемой продукции по залежи имела тенденцию к снижению и с момента начала внедрения технологии снизилась с 96,2% до 91,0% (на 01.06.2018 г.). В результате реализации этапа 2 второго цикла, по увеличению пластового давления путем остановки добывающего фонда и работы нагнетательного фонда, обводнённость продукции, при запуске добывающего фонда, резко увеличилась с 91,0% до 94,8% и, далее, на протяжении 3-го и 4-го циклов, находится на уровне 94–95%. Последнее, по-видимому, связано с тем, что неоднократное воздействие на пласт с градиентами давления в пределах 5,0–5,5 МПа привело к вытеснению некоторого объёма нефти из матрицы из зон, примыкающих к трещинам. Остаточная нефть в матрице находится на некотором удалении от стенок трещин. Обменные процессы флюидами между матрицей и трещинами замедлились. Поэтому объёмы нефти, поступающие

из матрицы в трещины, стабилизировались, и в дальнейшем, наверно, будут уменьшаться. Для активизации их движения к трещинам необходимо увеличить глубину воздействия в матрице, т.е. увеличить градиенты давления между трещинами и матрицей, или пределы изменения и амплитуду изменения пластового давления в зоне отборов. Необходимо для 3-его цикла воздействия рассмотреть целесообразность увеличения амплитуды изменения пластовых давлений (перепада давления между трещинами и матрицей) до 7,0–8,0 МПа. Для этого на адаптированной гидродинамической модели выполнить оценку технологической эффективности такого воздействия, динамики добычи нефти и обводнённости добываемой продукции.

На рисунке 3 представлен график эффективности циклического воздействия на восточном блоке семилукского горизонта Тишковского месторождения. Из данного графика видно, что максимально эффективными являются этапы 1 как в 1-ом, так и во 2-ом циклах, когда происходит постепенное снижение объёмов закачки воды и последующая полная остановка нагнетательного фонда. Дополнительная добыча нефти в эти периоды составляет 250–330 т/мес. Наиболее эффективным является этап 1 второго цикла, т.к. на протяжении всего периода реализации первого этапа наблюдалось снижение обводнённости

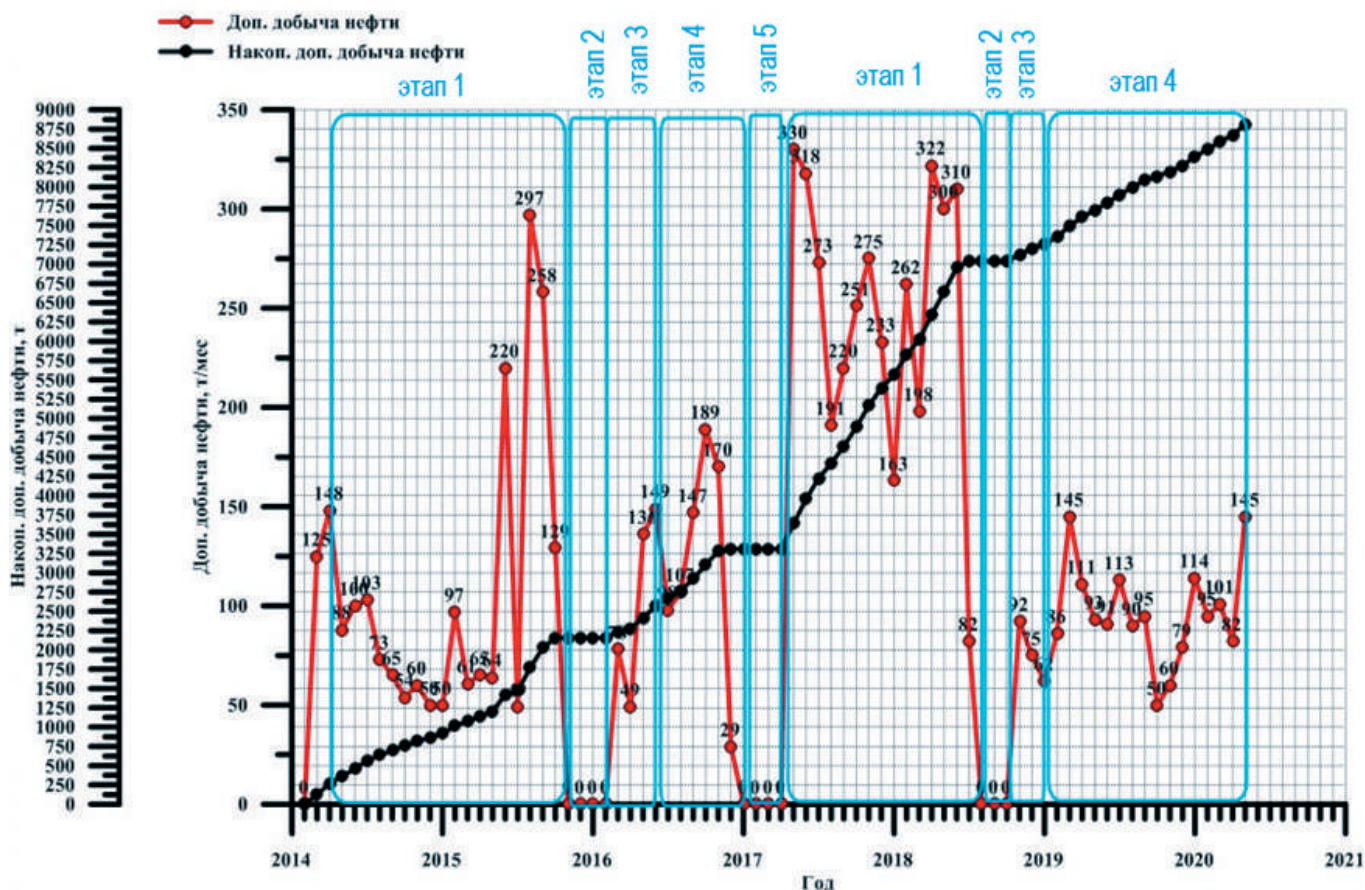


Рис. 3. Технологическая эффективность многоэтапного нестационарного циклического воздействия на восточном блоке семилукского горизонта Тишковского месторождения (по состоянию на 01.06.2020 г.).

продукции до 91% к концу этого этапа. Этапы 4 в обоих циклах являются средне эффективными, дополнительная добыча по ним составляет 100-170 т/мес. Реализация МНЦВ позволила дополнительно прирастить добычу нефти по залежи в среднем на 27%. Суммарная дополнительная добыча нефти по состоянию на 01.06.2020 г. получена в объеме 8770 т. Технологический эффект продолжается.

Наибольшая эффективность от выполненных работ наблюдается по скважинам 9054 и 9133, расположенных на самых высоких абсолютных отметках залежи (рисунок 1). По-видимому, это связано с тем, что в этих зонах в матрице максимальная плотность остаточных подвижных запасов.

На рисунке 4 представлен график эксплуатации скважины 9054. Из данного графика видно, что до момента начала циклического воздействия на пласт дебит жидкости находился на уровне 60–65 т/сут, во время циклического воздействия (в периоды работы скважины) на уровне 65–105 т/сут. При этом, обводненность продукции снизилась с 97,4% на начало эксперимента до 92,4% (на 01.06.2020 г.).

На рисунке 5 представлен график эксплуатации скважины 9133. Из него видно, что до начала проведения работ по МНЦВ по скважине наблюдается тенденция роста обводненности продукции (увеличение обводненности с 85,0% (на 01.04.2013 г.) до 93,9% (на 01.02.2014 г.). На первом этапе 1-го цикла воздействия

наблюдается стабилизация обводненности продукции на уровне 92–93%. Далее, на этапах 3–4 цикла 1 и этапах 1 и 2 цикла 2 наблюдается стабильная тенденция к снижению обводненности продукции. Обводненность продукции в течение этих этапов МНЦВ снизилась с 92% до 88%. Далее, на 4-ом этапе цикла 2 обводненность увеличилась с 88,0% до 91,4% и стабилизировалась на данном уровне.

На протяжении всего периода выполнения циклов 1 и 2 по скважинам 9054 и 9133 средний дебит нефти находился на уровнях выше, чем был до начала проведения работ по циклическому воздействию – на 3,2 и 5,4 т/сут, соответственно.

Выводы

Анализ эксперимента по МНЦВ на семилукской залежи восточного блока Тишковского месторождения показал, что технологический эффект достигается за счет:

- создания импульсов повышения – снижения пластового давления в зоне отборов до 5,0–5,5 МПа путем увеличения – снижения объемов закачки воды;
- периодической остановки – запуска добывающего и нагнетательного фонда скважин;
- контроля и управления технологией по предельным значениям изменения пластового давления, в контрольных точках, установленных по результатам многовариантного геолого-гидродинамического моделирования.

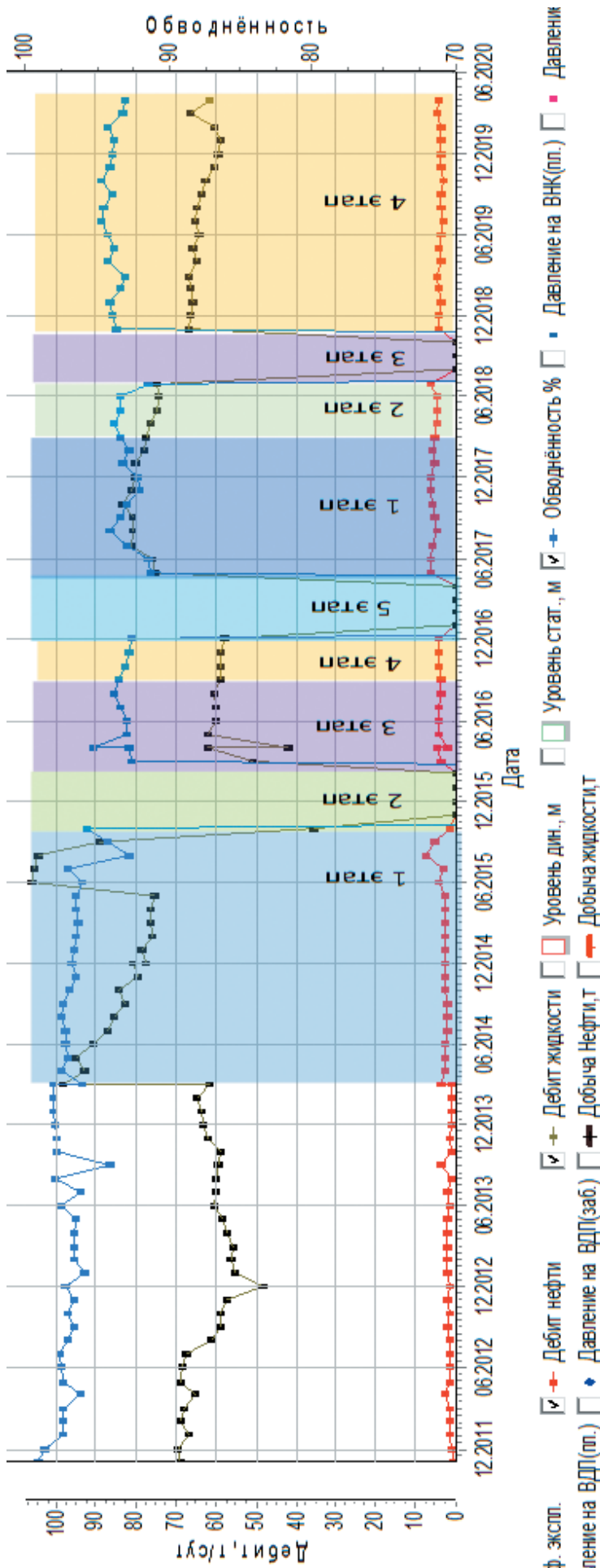


Рис. 4. График эксплуатации в период проведения МНЦВ добывающей скважины 9054.

Технологический эффект от 2-ух циклов выполнения работ по многоэтапному нестационарному циклическому воздействию на восточном блоке семилюкской залежи Тишковского месторождения за период 2014–2020 г.г. по состоянию на 01.06.2020 г. составил 8770 тонн дополнительно добытой нефти. До проведения работ по циклическому воздействию (2012–2013 г.г.) среднемесячная добыча нефти по залежи составляла 410 т/мес. Внедрение МНЦВ позволило ежемесячно дополнительно прирастить добычу нефти в среднем на 27%.

Проводимый эксперимент по многоэтапному нестационарному циклическому воздействию на Тишковском месторождении показал высокую эффективность и не создал негативных факторов, осложняющих дальнейшую разработку залежи. Технологию в данном варианте можно рекомендовать для дальнейшего тиражирования на схожих по геолого-физическим параметрам и условиям разработки объектах.

Перед завершением 2-го цикла воздействия необходимо провести адаптацию гидродинамической модели к истории разработки залежи и на модели рассмотреть варианты возможного увеличения амплитуды изменения пластовых давлений в зоне отборов до 7,0–8,0 МПа для активизации обмена пластовыми флюидами между матрицей и трещинами.

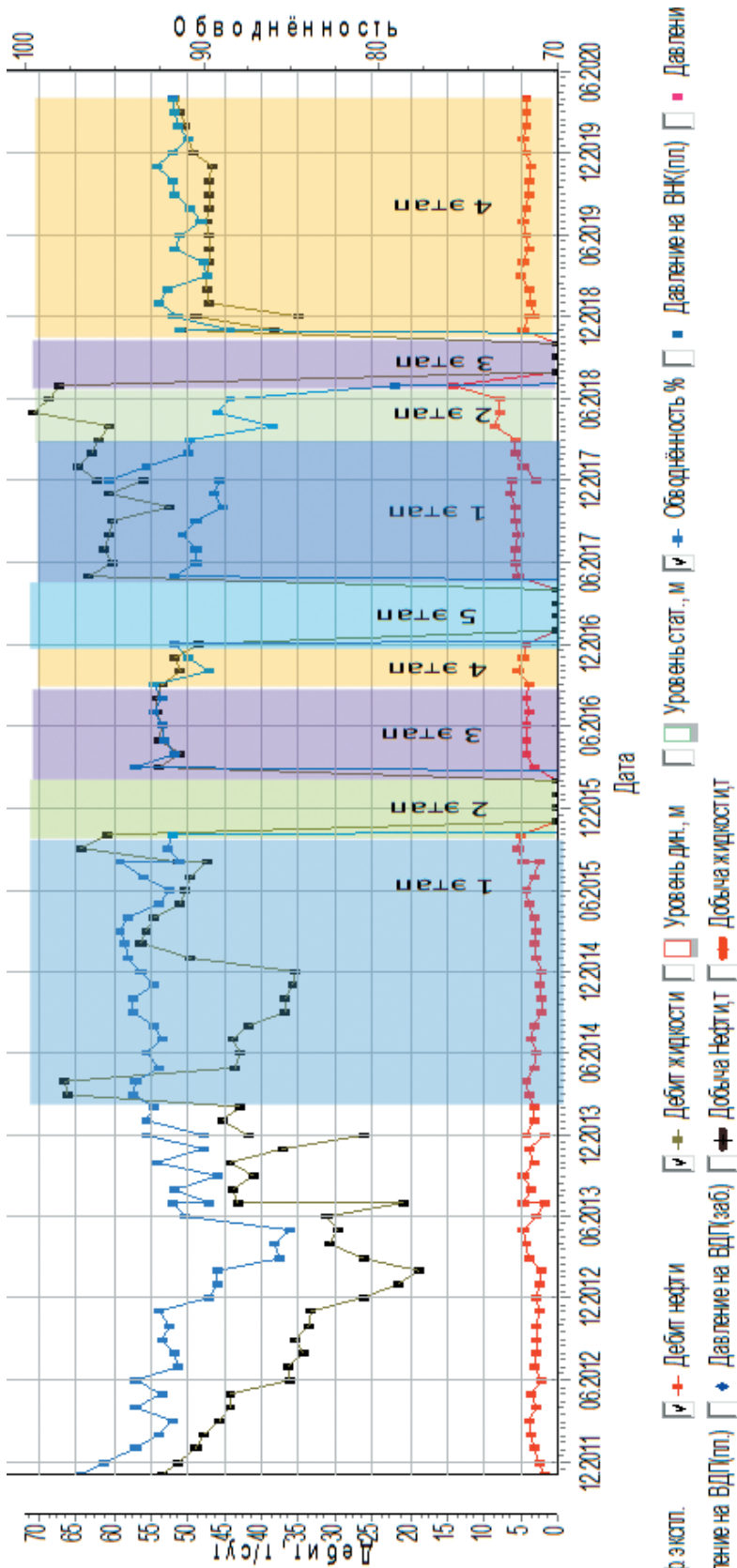


Рис. 5. График эксплуатации в период МНЦВ добывающей скважины 9133.

ЛИТЕРАТУРА

1. Повжик П.П., Демяненко Н.А., Захарова Н.П. Опыт планирования и реализации нестационарного заводнения с учетом геолого-физических и технологических факторов воздействия // Недропользование. XXI век. – М.: Ассоциация организаций в области недропользования «Национальная ассоциация по экспертизе недр», 2019. – №5 (81). – с. 46–55.
2. Повжик П.П., Демяненко Н.А., Сердюков Д.В. и др. Опыт применения гидродинамических методов повышения нефтеотдачи на карбонатных пластах Республики Беларусь. П.П. Повжик, // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – М.: РГУ нефти и газа, 2018. – №5. – с. 54–61.
3. Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М: Недра, 1988. – 121 с.
4. Владимиров И.В. Нестационарные технологии добычи (этапы развития, современное состояние и перспективы). – М: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. – 215 с.
5. Положительное решение ЕАПВ о выдаче патента на изобретение по заявке №201900259. - 25.09.2020.

REFERENCES

1. Povzhik P.P., Demyanenko N.A., Zaharova N.P. Opyt planirovaniya i realizacii nestacionarnogo zavodneniya s uchetom geologo-fizicheskikh i tekhnologicheskikh faktorov vozdeystviya // Nedropol'zovanie. XXI vek. – M.: Assotsiatsiya organizacij v oblasti nedropol'zovaniya «Nacional'naya assotsiatsiya po ekspertize neдр», 2019. – №5 (81). – p. 46–55.
2. Povzhik P.P., Demyanenko N.A., Serdyukov D.V. i dr. Opyt primeneniya gidrodinamicheskikh metodov povysheniya nefteotdachi na karbonatnykh plastah Respubliki Belarus'. P. P. Povzhik, // Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa. – M.: RGU nefiti i gaza, 2018. – №5. – p. 54–61.
3. SHarbatova I.N., Surguchev M.L. Ciklicheskoe vozdeystvie na neodnordnye neftyanye plasty. – M: Nedra, 1988. – 121 p.
4. Vladimirov I.V. Nestacionarnye tekhnologii dobychi (etapy razvitiya, sovremennoe sostoyanie i perspektivy). – M: OJSC «VNIIOENG», 2004. – 215 p.
5. Polozhitel'noe reshenie EAPV o vydache patenta na izobretenie po zayavke № 201900259. - 25.09.2020.