

УДК 622.276.6
DOI : 10.31660/0445-0108-2023-1-85-96

Анализ влияния технологического режима системы сбора нефтяного месторождения на эффективность геолого-технических мероприятий

Е. Р. Шакиров

*Филиала ОО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия
Evgeniy.Shakirov@lukoil.com*

Аннотация. Разработка месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, сопровождается высокой обводненностью и значительными объемами попутно-добываемой воды, что является причиной перегруженных сепарационных мощностей в совокупности с сетью промысловых трубопроводов. Увеличение объемов добываемой жидкости влечет за собой увеличение гидравлического сопротивления на участках трубопроводов, что может ограничивать эффект от проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ) по интенсификации добычи нефти. Снижение эффективности от проводимых мероприятий характеризуется снижением показателей добычи на соседних скважинах при одновременном увеличении гидравлических сопротивлений на участках перегруженных трубопроводов. В этой связи имеет смысл определение границы, при которой соблюдается баланс между увеличением объемов ГТМ и текущей загруженностью участков системы промышленного сбора.

Ключевые слова: добывающие скважины, геолого-технические мероприятия (ГТМ), гидравлическое сопротивление, пропускная способность, планирование ГТМ, промысловая система сбора

Для цитирования: Шакиров, Е. Р. Анализ влияния технологического режима системы сбора нефтяного месторождения на эффективность геолого-технических мероприятий / Е. Р. Шакиров. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-1-85-96 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 1. – С. 85–96.

An analysis of the influence of the technological mode of the gathering system of the oil field on the efficiency of geological and technical actions

Evgeny R. Shakirov

*KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia
Evgeniy.Shakirov@lukoil.com*

Abstract. Field development at a late stage is characterized by high water-cut and considerable volumes of produced water that causes field pipeline congestion. An increase in the volume of produced water entails an increase in hydraulic resistance in pipeline sections, which may limit the effect of ongoing geological and technical actions to intensify oil production. As a result, the production rates decrease at neighboring wells, but at the same time, the hydraulic resistance in the sections of overloaded pipelines increases. In this regard, it makes sense to determine the bounda-

ry, which allows you to observe the balance between the increase in amount of geological and technical actions and the current field pipeline congestion.

Keywords: production wells, geological and technical actions, hydraulic resistance, throughput, well intervention planning, field gathering system

For citation: Shakirov, E. R. (2023). An analysis of the influence of the technological mode of the gathering system of the oil field on the efficiency of geological and technical actions. Oil and Gas Studies, (1), pp. 85-96. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-85-96

Введение

В настоящее время большинство крупных нефтяных месторождений Западной Сибири вступили в позднюю стадию разработки, которая характеризуется значительными объемами попутно-добываемой воды, получаемыми вследствие разработки остаточных извлекаемых запасов нефти.

К числу основных мероприятий, направленных на снижение темпа падения добычи нефти зрелых месторождений, относится форсированный отбор жидкости или оптимизация глубинно-насосного оборудования (ГНО). Увеличение депрессии приводит не только к увеличению добычи нефти с удаленных зон пласта, но и обуславливает значительно превышающее наращивание объема попутно-добываемой воды, являющегося основным фактором загруженности наземной инфраструктуры.

Перегруженность сепарационного оборудования в совокупности с сетью промысловых трубопроводов может ограничивать эффект от проводимых мероприятий по наращиванию добычи нефти, поскольку увеличение добычи жидкости скважины на кустовой площадке сопровождается снижением показателей добычи на соседних скважинах, ввиду того, что промысловый нефтегазосборный трубопровод не всегда может обеспечить требуемую пропускную способность [1].

Исходя из этого следует, что положительная динамика изменения добычи нефти зрелых месторождений возможна только в случае соблюдения баланса между увеличением объемов геолого-технических мероприятий (ГТМ) и текущей загруженностью участков системы промыслового сбора.

Объект и методы исследования

Наращивание добычи жидкости от ГТМ приводит к увеличению гидравлического сопротивления трубопровода, что является сдерживающим фактором для работы ГНО. Это может привести к ситуации, когда суммарный прирост дебита нефти по кустовой площадке (КП) будет меньше, чем прирост дебита нефти от реализации ГТМ на скважине.

В контексте данной работы под характером загруженности участков трубопровода подразумевается комплекс параметров, характеризующих технологический процесс транспортирования жидких сред по промысловой системе сбора.

Комплексным параметром, характеризующим объем перекачиваемой жидкости в совокупности с изменением давления, создаваемого ГНО, являются потери напора на трение H . Согласно источнику [1], потери напора для трубопроводов определяются преимущественно показателем потерь напора по длине h_d . Полная формула определения потерь напора на трение H по [2, 3] принимает следующий вид (1):

$$H = 1,01 \cdot h_d = 1,01 \cdot \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}, \quad (1)$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления, ед; v — скорость потока жидкости в трубе, м/с; g — ускорение свободного падения, м/с²; L — протяженность участка трубопровода, м; D — диаметр участка трубопровода, м.

Возвращаясь к формуле потерь напора на трение H (1), следует также отметить, что она может принимать следующий вид (2):

$$H = i \cdot L, \quad (2)$$

где i — гидравлический уклон, ед.

В практике промысловой эксплуатации нефтяных месторождений показатель гидравлического уклона не получил широкого распространения, поскольку телеметрия и приборы измеряют избыточное давление. Поэтому посредством преобразования (3) получен показатель удельного падения давления i_p

$$i_p = i \cdot \rho \cdot g, \quad (3)$$

где i_p — удельное падение давления (УПД), атм/км; ρ — плотность перекачиваемой нефтегазоводяной смеси, кг/м³.

Итак, в качестве показателя оценки загруженности участка трубопровода предлагается использовать показатель i_p . Чем выше показатель i_p , тем выше загруженность участка.

В качестве критерия оценки i_p , при котором происходит снижение эффективности от проведения ГТМ, принята величина 300 Па/м [4].

Соответственно, данный показатель 300 Па/м или 2,96 атм/км в рамках данной работы является граничным значением, при превышении которого участок трубопровода определяется как загруженный, и наоборот, если i_p участка ниже данной величины, то трубопровод считается незагруженным.

На рисунке 1 представлена условная схема цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ). Нефтегазоводяная смесь от КП № 1, № 2 поступает по трубопроводам к дожимным насосным станциям (ДНС). Участки линейных трубо-

проводов «КП2-т.вр.1» и «Т.вр.1-ДНС» не загружены, в то время как участок «КП1-т.вр.1» загружен.

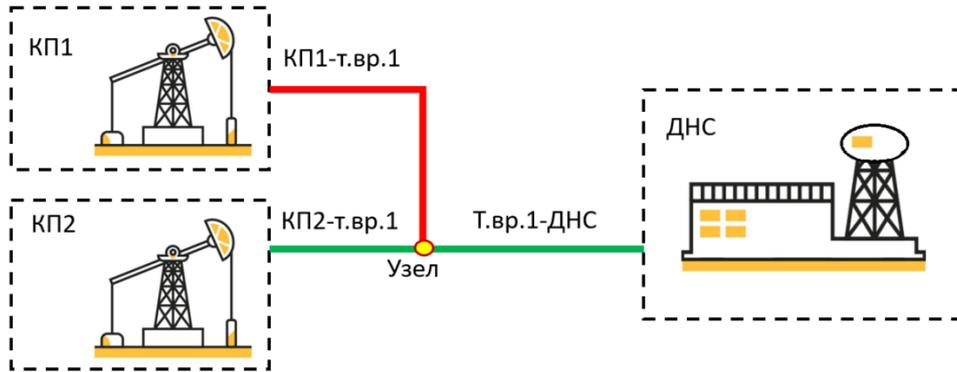


Рис. 1. Схема промышленного сбора цеха добычи нефти и газа

Нарращивание добычи жидкости на КП № 1 посредством ГТМ повлечет за собой потери добычи нефти, поскольку более высокое гидравлическое сопротивление ограничивает пропускную способность трубопровода. Чем выше значение i_p на участке трубопровода «КП1-т.вр.1», тем в большей степени будет снижен эффект от реализации ГТМ.

В случае выполнения ГТМ на КП № 2 потенциал увеличения добычи возможно реализовать в полной мере, так как участок трубопровода «КП2 – ДНС» не загружен. Линейный трубопровод способен обеспечить требуемую пропускную способность, ограничения эффекта ГТМ не ожидается.

Для визуализации потерь добычи нефти от загруженности наземной инфраструктуры автором предлагается использовать следующий принцип:

$$Q_a^d(t_0) + q_{ab}^d = Q_a^d(t_1), \quad (4)$$

где $Q_a^d(t_0)$ — суммарная среднесуточная добыча нефти по КП до реализации ГТМ, т/сут; показатель q_{ab}^d — среднесуточный прирост добычи нефти на скважине, где проведено ГТМ, т/сут; показатель $Q_a^d(t_1)$ — суммарная среднесуточная добыча нефти по КП после реализации ГТМ, т/сут; a — номер КП; b — номер скважины; d — дата проведения ГТМ (месяц, год); t_0 — первый день календарного месяца; t_1 — последний день календарного месяца.

При равенстве (4) снижения эффекта от ГТМ нет. Однако, в случае, когда КП с выполняемыми ГТМ по наращиванию добычи нефти расположены на перегоне «КП – ДНС», где есть участки с высоким гидравлическим сопротивлением, наблюдается снижение эффекта от проводимых ГТМ на данном участке месторождения. Тогда выражение (4) преобразуется в неравенство (5)

$$Q_a^d(t_0) + q_{ab}^d > Q_a^d(t_1). \quad (5)$$

Из неравенства (5) следует, что прирост по добыче нефти от ГТМ по скважине принимает большее значение в сравнении с разницей по добыче нефти на КП до и после ГТМ. Соответственно, при выполнении действия (6) возможно приближенно оценить потери по добыче нефти при реализации мероприятий по КП в целом.

$$(Q_a^d(t_1) - Q_a^d(t_0)) - q_{ab}^d = \Delta Q_{\text{ГТМ}}. \quad (6)$$

Если принять разницу значений $Q_a^d(t_1)$ и $Q_a^d(t_0)$ за ΔQ_a^d , выражение (6) примет вид (7)

$$\Delta Q_a^d - q_{ab}^d = \Delta Q_{\text{ГТМ}}. \quad (7)$$

Показатель ΔQ_a^d — суммарный среднесуточный прирост добычи нефти на КП после реализации ГТМ, т/сут; показатель $\Delta Q_{\text{ГТМ}}$ — среднесуточная разность добычи нефти по КП и скважины, т/сут.

Для скважин КП с незагруженными участками линейных трубопроводов потери по добыче нефти нехарактерны. В этом случае показатель q_{ab}^d не превышает показатель ΔQ_a^d . На КП, где есть загруженные участки трубопровода с высоким гидравлическим сопротивлением, показатель q_{ab}^d принимает большее значение в сравнении с показателем ΔQ_a^d , иными словами, суммарный прирост добычи по скважине с ГТМ больше, чем прирост добычи нефти по КП. Это связано со снижением добычи нефти менее продуктивных скважин окружения вследствие того, что увеличение гидравлических сопротивлений влечет за собой снижение пропускной способности трубопровода. В этом случае показатель $\Delta Q_{\text{ГТМ}}$ принимает отрицательные значения, и, соответственно, потенциал проведенного мероприятия в полной мере не реализован, что говорит о снижении эффективности ГТМ по причине высоких гидравлических сопротивлений на трубопроводе.

Стоит учесть, что данный вид потерь добычи нефти при выполнении ГТМ носит «не явный» характер, поскольку после реализации мероприятий по режимам работы скважин может наблюдаться положительный прирост добываемой жидкости, в том числе и нефти.

В качестве примера влияния загруженности трубопроводов на эффективность ГТМ, реализованных на добывающих скважинах, предлагается к рассмотрению участок кустовых площадок № 1, 3, 10, 11, 15, изображенный на рисунке 2.

На рассматриваемом участке имеются 2 загруженных участка трубопровода, которые оказывают влияние на эффективность ГТМ по КП № 1 (характеристика участка к.1-т.вр.1 Ø 159 × 6 мм, L — 603 м) и по КП № 3 (характеристика участка к.3-т.вр.3 Ø 159 × 8 мм, L — 180 м). Все остальные трубопроводы не загружены. Среднее значение i_p на участках «КП – ДНС» не превышает 2 атм/км.

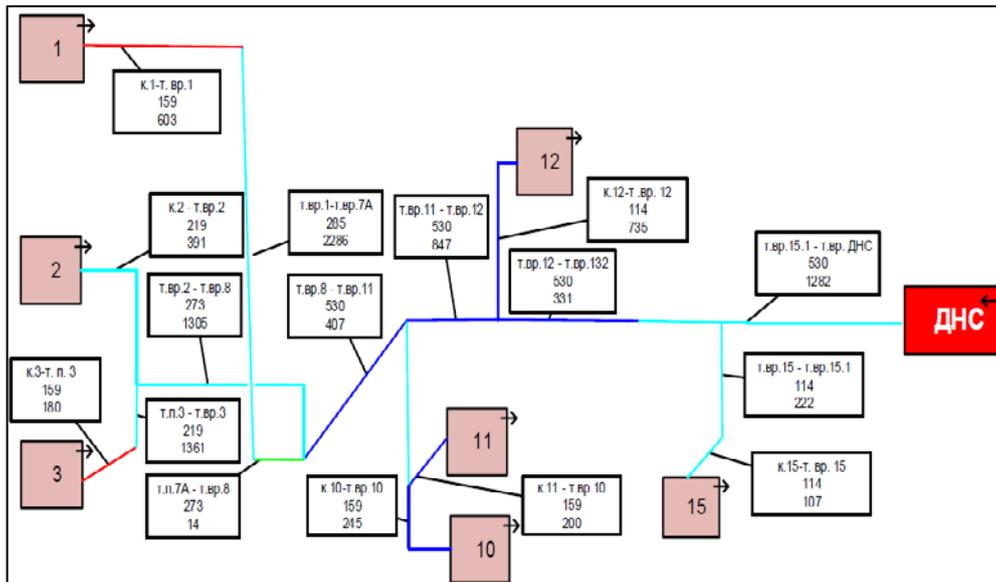


Рис. 2. Схема нефтегазосборных трубопроводов участка КП № 1, 3, 10, 11, 15

Результаты реализации ГТМ на кустовых площадках с незагруженными участками трубопроводов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты реализации ГТМ по КП № 10, 11, 15

i_p «КП–ДНС», атм/км	i_p загруженного участка, атм/км	Перечень ГТМ	$q_{аб}^d$, т/сут	ΔQ_a^d , т/сут	$\Delta Q_{ГТМ}^d$, т/сут
КП № 11					
1,08	Загруженные участки трубопроводов отсутствуют	Дострел	4,72	4,61	0,11
1,12		Гидравлический разрыв пласта	7,48	8,18	0,70
КП № 10					
1,03	Загруженные участки трубопроводов отсутствуют	Оптимизация ГНО	3,08	3,51	0,43
1,07		Дострел	8,22	8,56	0,34
КП № 15					
1,14	Загруженные участки трубопроводов отсутствуют	Обработка призабойной зоны	3,3	3,73	0,43
1,28		Дострел	5,53	5,76	0,23

При реализации ГТМ на КП № 10, 11, 15 прирост добычи нефти по скважине с проведенным мероприятием q_{ab}^d несущественно отличается от прироста добычи нефти по кусту в целом ΔQ_a^d . Сопоставляя полученные данные с загруженностью рассматриваемого участка месторождения, можно сделать вывод об отсутствии ограничения по наращиванию добычи скважин, так как $\Delta Q_{ГТМ}$ принимает значения близкие нулю.

Другая картина наблюдается при реализации ГТМ на КП № 1 и КП № 3, где есть загруженные участки трубопроводов. В таблице 2 представлены данные по эффекту от проведенных ГТМ на вышеупомянутых скважинах.

Таблица 2

Результаты реализации ГТМ по КП № 1 и 3

i_p «КП–ДНС», атм/км	i_p загруженного участка, атм/км	Перечень ГТМ	q_{ab}^d , т/сут	ΔQ_a^d , т/сут	$\Delta Q_{ГТМ}$, т/сут
КП № 1					
1,33	6,76	Гидравлический разрыв пласта	13,46	6,44	-7,02
1,28	5,74	Переход	3,02	-6,15	-9,17
1,23	5,96	Оптимизация ГНО	5,9	-1,78	-7,68
КП № 3					
1,36	6,24	Приобщение	9,05	1,60	-7,45
1,27	4,66	Дострел	3,5	-1,69	-5,19
1,16	3,95	Дострел	10,66	7,43	-3,23
1,07	3,65	Дострел	6,5	3,33	-3,17

При реализации ГТМ на КП № 1 и 3 прирост добычи нефти по скважине с проведенным мероприятием q_{ab}^d в значительной степени превышает показатель прироста добычи нефти по кустовой площадке в целом ΔQ_a^d .

Причиной являются загруженные участки трубопровода, ограничивающие пропускную способность перегона и, как следствие, сдерживающие потенциальное наращивание добычи скважин кустовой площадки. Также нужно заметить, что чем выше гидравлическое сопротивление загруженного участка, тем ниже эффективность проведенного ГТМ. Показатель q_{ab}^d может принимать положительные значения, и реализованное мероприятие может достигать плановых показателей, однако в целом показатель ΔQ_a^d может быть меньше планируемого при ГТМ прироста добычи нефти, а может и не быть совсем.

В этом случае можно сказать, что, несмотря на реализованное ГТМ с достижением плановых показателей, эффективность ГТМ на КП с загруженными участками является заниженной.

При проведении исследования по установлению влияния эффекта по проведенным комплексам ГТМ на КП от характера загруженности участков трубопроводов были рассмотрены мероприятия на добывающих скважинах ЦДНГ нефтяного месторождения с учетом гидравлического состояния промысловых трубопроводов за период 2018–2020 гг.

При рассмотрении характеристики загруженности участков трубопровода перегона «КП – ДНС» на момент проведения ГТМ в упрощенном виде выделены 2 возможные ситуации, схематично изображенные на рисунке 3.

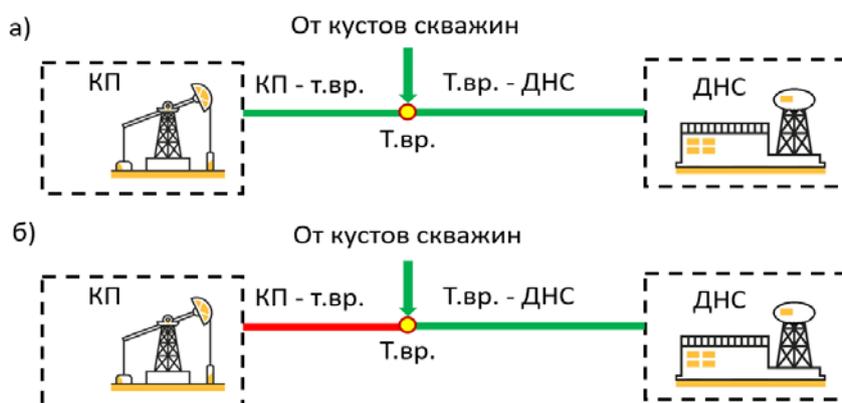


Рис. 3. Условные изображения ситуаций с различной загруженностью трубопровода «КП – ДНС»

Характеристика загруженности трубопровода в случае, изображенном на рисунке 3 (а), является незагруженной, поскольку i_p всех участков трубопровода «КП – ДНС» ниже 2,96 атм/км.

Характеристика загруженности трубопровода в случае, изображенном на рисунке 3 (б), является загруженной, поскольку i_p первого участка трубопровода «КП-т.вр.» выше 2,96 атм/км. Участок трубопровода «Т.вр.-ДНС» при этом не загружен (i_p ниже 2,96 атм/км).

При рассмотрении реализованных ГТМ по рассматриваемому участку месторождения для каждой КП был определен $\Delta Q_{ГТМ}$, полученный в соответствии с выражением (7), а также i_p первого участка трубопровода «КП-т.вр.» $i_{p\text{ КП-т.вр.}}$. В рассмотрении принимали участие только мероприятия с загруженностью трубопровода «КП – ДНС», обозначенной на рисунке 3.

Для повышения репрезентативности проводимого исследования целесообразно ввести ограничивающие критерии для выявления кондиционных примеров влияния гидравлических сопротивлений промыслового трубопровода на эффективность проводимых мероприятий.

Для определения кондиционных значений необходимо рассматривать добывающие скважины КП ($n_{\text{доб}}$). При этом имеет смысл при анализе учитывать проведение мероприятий по одной скважине на КП в календарный месяц. Иными словами, в пределах месяца одна добывающая скважина на КП остановлена по фонду для проведения на ней ГТМ (8).

$$n_{\text{доб}} - n_{\text{доб,действ}} = n_{\text{ГТМ}} = 1. \quad (8)$$

В случае выполнения условия (8) остальные скважины КП ($n_{\text{доб,действ}}$) должны быть в работе, то есть иметь коэффициент эксплуатации ($K_{\text{экспл}}$), равный единице (9).

$$K_{\text{экспл}} = 1. \quad (9)$$

Превышение значений ΔQ_a^d над q_{ab}^d более чем на величину погрешности связано либо с вводом в работу скважин из бездействия на КП, где реализуется ГТМ, либо с увеличением отбора жидкости посредством изменения режима работы ГНО. Данные факторы не позволяют оценить влияние характера загруженности трубопроводов на эффективность ГТМ, и поэтому вводится ограничивающий критерий (10). Данный критерий принят с учетом допустимой погрешности 15 %, что обусловлено требованием нормативного документа по учету расхода нефти с обводненностью выше 70 %¹.

$$1,15 \cdot q_{ab}^d > \Delta Q_a^d. \quad (10)$$

Поскольку именно количество жидкости, перекачиваемое по трубопроводу, оказывает влияние на величину изменения давления по участкам перегона «КП – ДНС», то целесообразно установить граничные значения для диапазона разности добычи жидкости на КП, для того чтобы исключить некондиционные мероприятия. Чтобы охарактеризовать приросты по добыче жидкости, необходимо ввести следующие переменные: g_{ab}^d — среднесуточная добыча жидкости на скважине, где проведено ГТМ, м³/сут; ΔG_a^d — суммарный среднесуточный прирост добычи жидкости на КП после реализации ГТМ, м³/сут.

Превышение значений ΔG_a^d над g_{ab}^d при положительном приросте g_{ab}^d более чем на величину погрешности связано увеличением добычи жидкости по причине ввода в работу скважин из бездействия на КП, либо с увеличением отбора жидкости посредством изменения режима работы ГНО. Данные факторы также не позволяют дать адекватную оценку влияния загруженности трубопровода на эффективность ГТМ, поэтому вводится ограничивающий критерий (11)

¹ ГОСТ Р 8.615.2005. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования. – Введ. 2006-03-01. – М., 2005. – 39 с.

$$1,15 \cdot g_{ab}^d > \Delta G_a^d, \text{ при } g_{ab}^d > 0. \quad (11)$$

Следует также отметить, что, согласно условиям проводимого исследования, необходимо рассматривать ГТМ с положительным входным приростом по нефти (12)

$$q_{ab}^d > 0. \quad (12)$$

Результаты

При выполнении анализа мероприятий с учетом критериев (8)–(12) за период с 2018 по 2020 гг. из 143 проведенных мероприятий по рассматриваемому участку нефтяного месторождения было выявлено 106 кондиционных мероприятий.

Для подтверждения факта влияния снижения эффективности ГТМ на КП из-за загруженности трубной сети был построен график зависимости показателя $\Delta Q_{ГТМ}$ от показателя $i_{P \text{ КП-т.вр.}}$ (рис. 4).

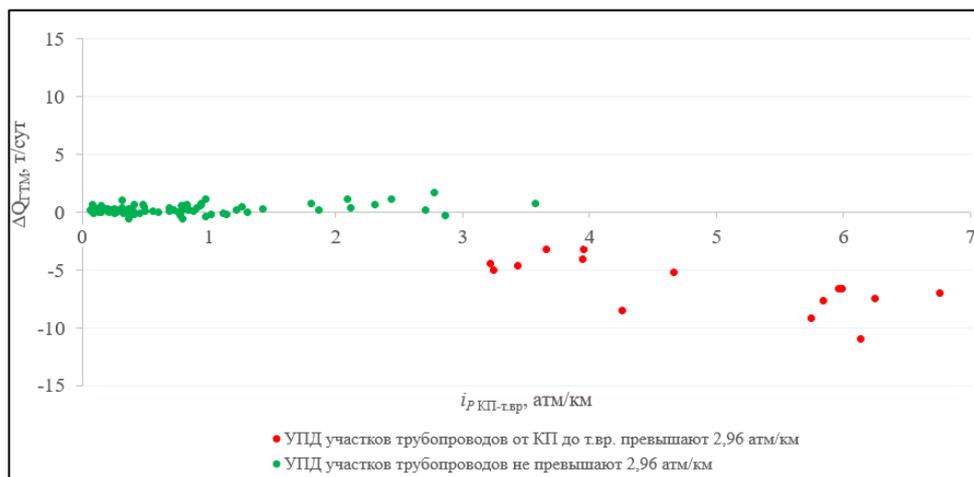


Рис. 4. Распределение значений $\Delta Q_{ГТМ}$ в зависимости от $i_{P \text{ КП-т.вр.}}$ на участке линейного трубопровода «КП с ГТМ – т.вр.»

В результате получилось распределение значений, при которых в 92 из 106 комплексов ГТМ, реализуемых на незагруженных участках трубопровода «КП — ДНС» (мероприятия на рисунке 4 показаны зеленым цветом) ΔQ_a^d равен или превышает q_{ab}^d . Положительные значения $\Delta Q_{ГТМ}$ свидетельствуют о том, что снижения эффективности от ГТМ не наблюдается и его потенциал по наращиванию добычи нефти реализован в полном объеме.

Комплексы ГТМ, реализованные на загруженных участках, находятся в области отрицательных значений $\Delta Q_{ГТМ}$ (мероприятия на рисунке 4 показаны красным цветом). Это подтверждает тенденцию снижения эф-

фекта по наращиванию добычи при реализации ГТМ по причине ограниченной пропускной способности участков трубопроводов.

По данным рисунка 4 наблюдается устойчивая тенденция снижения эффекта при реализации ГТМ $\Delta Q_{ГТМ}$ при увеличении показателя i_p по загруженному участку трубопровода. Согласно проведенному анализу предельным значением i_p , при котором наблюдаются потери по добыче нефти от загруженности наземной инфраструктуры, является значение 3 атм/км, что подтверждает предельно допустимое значение потерь давления, указанное в специальной технической литературе [4].

Согласно источнику [5], поскважинный анализ в полной мере не позволяет оценить эффект от, поскольку характер загруженности инфраструктуры не учитывается.

Выводы

В рамках повышения эффективности разработки месторождения, а также достижения утвержденного значения коэффициента извлечения нефти имеет смысл учитывать характер изменения гидравлического состояния промысловых нефтегазосборных трубопроводов и загруженности сепарационного оборудования ДНС в соответствии с прогнозом изменения динамики добычи.

Для реализации потенциала ГТМ, а также повышения их эффективности в совокупности со снижением потерь от загруженности наземной инфраструктуры рекомендательный характер носит планирование ГТМ по принципу наращивания добычи на участках месторождения с линейными трубопроводами, способными обеспечить требуемую пропускную способность. В случае наличия загруженных трубопроводов с высоким гидравлическим сопротивлением на перегоне «КП – ДНС» для мероприятий скважин кустовой площадки, размещенной на данном участке, целесообразно отдавать предпочтение преимущественно мероприятиям по ограничению водопритока, таким как остановки обводненных скважин, ремонтно-изоляционные работы. Данный подход направлен на повышение эффективности разработки остаточных извлекаемых запасов нефти, которые представляют значительный потенциал для поддержания стабильного уровня добычи нефти.

Список источников

1. Тронов, В. П. Системы сбора скважинной продукции и первичная подготовка нефти / В. П. Тронов, Е. Ф. Захарова. – Альметьевск, 2003. – 64 с. – Текст : непосредственный.
2. Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа : учебник / Ю. Д. Земенков, М. А. Александров, Л. М. Маркова [и др.] ; под редакцией Ю. Д. Земенкова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 159 с. – Текст : непосредственный.

3. Гидравлика : методические указания для решения задач по гидравлике. Часть 2. Гидродинамика / Министерство образования и науки Российской Федерации, Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет ; сост. В. А. Каныгин, Е. В. Цветкова. – Волгоград : ВолГАСУ, 2013. – 34 с. – 1 CD-ROM ; 12 см. – Систем. требования: PC 486 DX-33 ; Microsoft Windows XP ; 2-скоростной дисковод CD-ROM ; Adobe Reader 6.0. – Загл. с титул. экрана. – Текст : электронный.

4. Николаев, А. А. Проектирование тепловых сетей : справочник проектировщика / Под редакцией А. А. Николаева. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Стройиздат, 1965. – 295 с. – Текст : непосредственный.

5. Перминов, Д. Е. Кластерный анализ с использованием элементов нечеткой логики с целью автоматического поиска скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий / Д. Е. Перминов, С. В. Валеев. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 1 (30). – С. 31–35.

References

1. Tronov, V. P., & Zakharova, E. F. (2003). Sistemy sbora skvazhinnoy produktsii i pervichnaya podgotovka nefti. Almet'yevsk, 64 p. (In Russian).

2. Zemenkov, Yu. D., Aleksandrov, M. A., Markova, L. M., Dudin, S. M., Podorozhnikov, S. Yu., & Nikitina, A. V. (2015). Tekhnika i tekhnologii sbora i podgotovki nefti i gaza. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 159 p. (In Russian).

3. Kanygin, V. A., & Tsvetkova, E. V. (Comp.) (2013). Gidravlika: metodicheskie ukazaniya dlya resheniya zadach po gidravlike. Chast' 2. Gidrodinamika, Volgograd, Volgograd State University of Architecture and Civil Engineering Publ., 34 p. (In Russian).

4. Nikolaev, A. A. (1965). Proektirovanie teplovykh setey: spravochnik proektirovshchika. Moscow, Stroyizdat Publ., 295 p. (In Russian).

5. Perminov, D. E., & Valeev, S.V. (2013). Cluster analysis using elements of fuzzy logic to automatically search for geological and technical operations candidates. Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft", (1(30)), pp. 31-35. (In Russian).

Информация об авторе

Information about the author

Шакиров Евгений Робертович, младший научный сотрудник отдела проектирования и мониторинга Ватъеганского месторождения, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Когалым НИПИнефть», г. Тюмень, Evgeniy.Shakirov@lukoil.com

Evgeny R. Shakirov, Junior Researcher, Department of Design and Monitoring of the Vatyeganskoye Field, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Evgeniy.Shakirov@lukoil.com

Статья поступила в редакцию 19.10.2022; одобрена после рецензирования 10.11.2022; принята к публикации 14.11.2022.

The article was submitted 19.10.2022; approved after reviewing 10.11.2022; accepted for publication 14.11.2022.