

## Добыча полезных ископаемых

DOI: 10.34828/UdSU.2024.57.34.003

УДК 622.276.8

*К. Б. Ахмадуллин, О. М. Мирсаатов, А. Д. Ромашко*

### ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ С ПОРОВЫМ И ТРЕЩИНОВАТО ПОРОВЫМ ТИПОМ ПЛАСТА КОЛЛЕКТОРА

**Аннотация.** Выполнен анализ применения технологий циклического заводнения на верейско-башкирских отложениях в юго-восточной зоне Удмуртской Республики. Отмечены факты низкой эффективности нестационарного заводнения, вследствие отсутствия систематизированного подхода к подбору скважин-кандидатов под циклическую закачку, а также отсутствие учета зон повышенной трещиноватости пласта. Выявлены наиболее вероятные причины снижения эффективности, связанные с размещением скважин в зонах повышенной трещиноватости и пониженной анизотропии проницаемости пластов.

Предложено использование методов математической статистики для выявления зон повышенной трещиноватости на разбуренной нефтяной залежи. Показана возможность применения комплексного подхода к технологии циклического заводнения, сочетающей процессы образования межслойных перетоков, а также изменение направления фильтрационных потоков и длительности периодов закачки воды. Данное предложение позволит избежать эмульсионных блокировок в призабойной зоне скважин, повысить нефтеизвлечение по дренируемой части пласта, снизить обводненность скважинной продукции.

**Ключевые слова:** нестационарное заводнение, зоны повышенной трещиноватости, агрегативная устойчивость эмульсий, эмульсионная блокировка, проницаемость по горизонтальному направлению, проницаемость по вертикальному направлению, анизотропия проницаемости.

*Для цитирования:* Ахмадуллин К.Б., Мирсаатов О.М., Ромашко А.Д. Особенности применения технологии нестационарного заводнения на поздней стадии разработки нефтяной залежи с поровым и трещиновато поровым типом пласта коллектора // Управление техносферой: электрон. журнал, 2024. Т.7. Вып.3. URL:<https://technosphere-ing.ru> С. 397–418. DOI: 10.34828/UdSU.2024.57.34.003.

## **Введение**

Широко известно, что типы коллекторов, слагающих нефтяные месторождения, делятся на поровые и трещиновато-поровые. В карбонатных коллекторах, как правило, более сильная трещиноватость. В тех случаях, когда сами породы малопористы и плохо проницаемы, трещины – это главные каналы, по которым движется нефть к забоям добывающих скважин при разработке этих пород. Один из наиболее сложных вопросов разработки трещиновато-пористых пластов связан с применением процессов воздействия на них путем закачки рабочих агентов. Поэтому при применении технологии увеличения нефтеотдачи такой как нестационарное заводнение и др. необходимо учитывать процессы, происходящие в простом поровом коллекторе, так и в зонах с повышенной трещиноватостью горных пород.

Технология циклического заводнения является одним из эффективных методов увеличения полноты использования энергии закачиваемых вод, за счет создания нестационарного поля давления в пласте. Однако, даже с учетом простоты реализации НЗ существует проблема промышленного внедрения технологии. Анализ промысловых данных месторождений Удмуртской Республики (УР) указывает на отсутствие систематизированного подхода к подбору скважин-кандидатов под циклическую закачку, а также отсутствие учета зон повышенной трещиноватости пласта, что в свою очередь приводит к недостижению возможного эффекта.

Целью работы является совершенствование технологии циклической закачки воды на верейско-башкирских отложениях в юго-восточной зоне Удмуртской Республики, путем организации комплексного подхода к подбору скважин-кандидатов под циклическую закачку, учитывающему и обосновывающему критерию агрегативной устойчивости водонефтяной смеси и анизотропии проницаемости нефтяного пласта.

**Геологическое состояние исследуемого объекта.** Верейско-башкирские отложения в юго-восточной зоне сложены преимущественно карбонатными

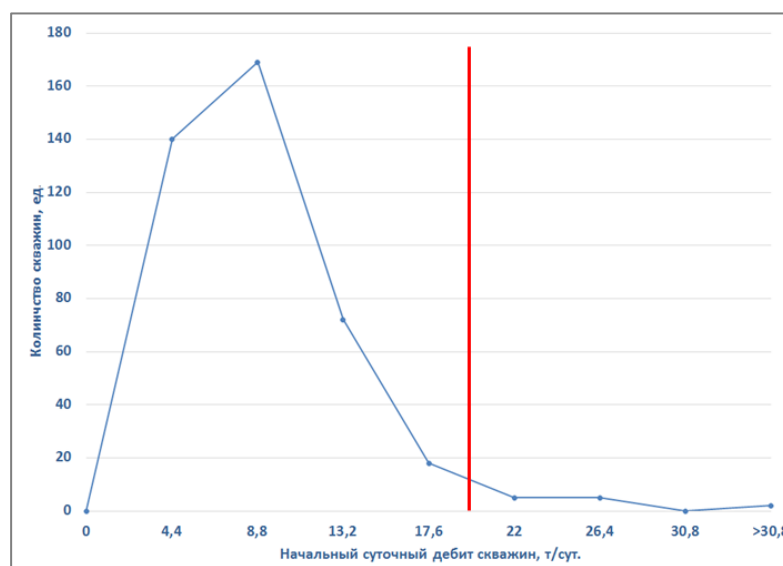
коллекторами, характеризуются сложным геологическим строением, обводненность продукции по действующему фонду составляет более 90 %. В целом ГФХ месторождения можно назвать благоприятной для применения НЗ:

- наличие гидродинамической связи между неоднородными прослоями и зонами пласта;
- площадное сочетание коллекторов разного типа – высоко- и низкопродуктивных, что приводит к неравномерной выработке запасов при стационарном заводнении;
- гидродинамическая связь между добывающими и нагнетательными скважинами;
- средняя и высокая текущая обводненность основной части реагирующих добывающих скважин;
- трассерными исследованиями подтверждено наличие трещиноватости [1].

В виду наличия трещиноватости в продуктивных пластах месторождения верейско-башкирских отложений в юго-восточной зоне, предлагается 2 этапа при подборе скважин кандидатов для реализации технологии НЗ. Первый этап подразумевает выделение зон повышенной трещиноватости и обоснование технологии в данных зонах с учетом критерия агрегативной устойчивости водонефтяной смеси добывающих скважин. На втором этапе предлагаются скважины кандидаты, расположенные в поровом коллекторе, не осложненном наличием трещин. При этом основным критерием для применения технологии будет выступать анизотропия пласта по проницаемости. Однако, стоит отметить, что критерий анизотропии проницаемости возможно применять и в трещиноватых зонах, но критерий агрегативной устойчивости в данном случае является более приоритетным.

**Выявление зон повышенной трещиноватости.** На первом этапе для обоснования выбора скважин-кандидатов под циклическую закачку был проведен статистический анализ. Известные на сегодняшний день методы,

определяющие наличие и направление трещиноватости являются достаточно сложными и затратными для применения на разбуренной нефтяной залежи. В настоящей работе использована методика, не требующая проведения дополнительных исследований и вложений, необходимо лишь проанализировать уже имеющиеся промысловые данные. В работе [2] утверждается, что максимальные дебиты скважин и максимальная накопленная добыча наблюдаются в пределах участков с повышенной трещиноватостью. Поэтому, для коллекторов, где природная трещиноватость доминирует в емкостной и фильтрационной составляющей, графики распределения первоначальных дебитов и накопленной добычи резко асимметричны. На рис. 1 представлен частотный график распределения скважин по начальному суточному дебиту верейско-башкирских отложений в юго-восточной зоне.

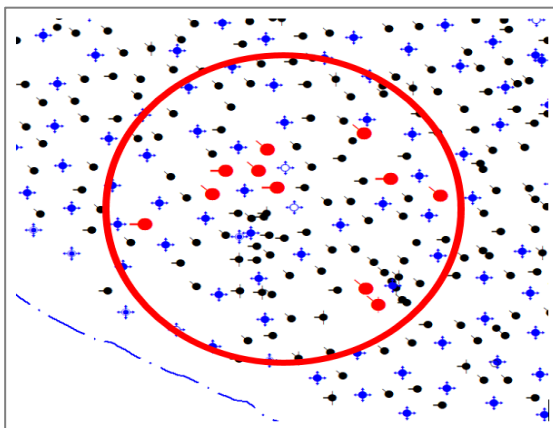


**Рис. 1. Частотный график распределения скважин по начальному суточному дебиту на верейско-башкирских отложениях в юго-восточной зоне**

Данный график резко асимметричен. Откуда следует, что скважины, имеющие первоначальный суточный дебит больше 20 т/сут, расположены в зонах повышенной естественной трещиноватости.

Подобных скважин на месторождении всего 12. Если отметить их расположение на карте, можно четко проследить определенную зону,

расположенную в центральной части месторождения (рис. 2). Данную зону можно отнести к трещиноватым. Именно здесь предлагается внедрить технологию нестационарного заводнения, описанную в работе [3].

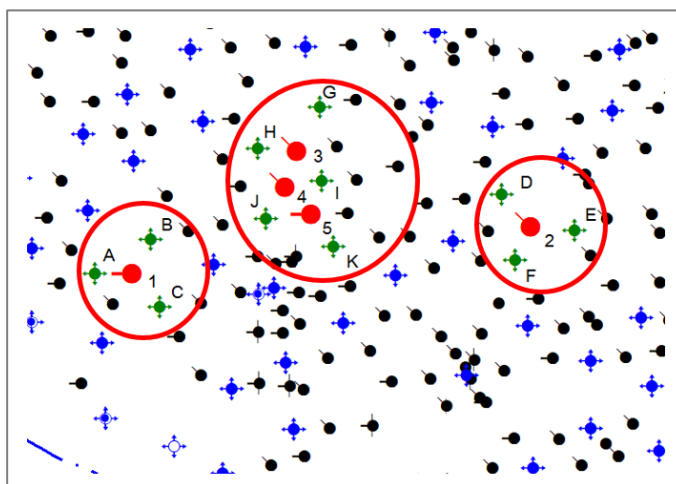


**Рис. 2. Скважины, расположенные в зоне повышенной трещиноватости (отмечены красным цветом)**

#### **Скважины-кандидаты под НЗ в зонах повышенной трещиноватости.**

Для реализации циклической закачки воды с изменением направления фильтрационных потоков, учитывающих направление доминирующей трещиноватости, подойдут не все из отмеченных скважин. Это связано с инфраструктурными ограничениями по реализации технологии. На рис. 3 приведены скважины-кандидаты, удовлетворяющие условиям внедрения технологии, а именно, скважины № 1, 2, 3, 4, 5. Каждую из этих добывающих скважин окружают 3 нагнетательных, с помощью которых и будет можно осуществлять циклическую закачку.

Стоит отметить, что все вышеперечисленные добывающие скважины в период с 2017 по 2021 попадали в осложненный, либо потенциально осложненный фонд по водонефтяным смесям. В связи с этим предлагаемая технология будет весьма эффективна относительно данных скважин. Она уменьшит процессы диспергирования фильтрующихся фаз в пласте и снизит риски возникновения стойких эмульсий в стволах скважин.



**Рис. 3. Скважины-кандидаты для осуществления нестационарного заводнения. (Зеленый цвет – нагнетательные скважины, красный цвет – реагирующие добывающие скважины)**

Для дальнейшего удобства скважины будут объединены по группам.

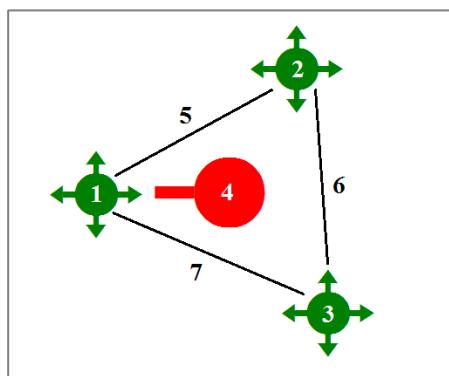
1 группа: № 1; № А, В, С.

2 группа: № 2; № D, E, F.

3 группа: № 3, 4, 5; № G, H, I, J, K.

**Принцип реализации технологии НЗ, учитывающей критерий агрегативной устойчивости водонефтяной смеси.** Для первой и второй группы технология будет осуществляться по одному принципу следующим образом:

Нефтяную залежь разбивают на треугольники (рис. 4) таким образом, чтобы их вершинами являлись нагнетательные скважины. В первом периоде цикла включаются под закачку две нагнетательные скважины (например, 1 и 2) и отключается нагнетательная скважина (например, 3), расположенная на третьей вершине треугольника. Во втором периоде цикла для изменения направления воздействия цикла включаются под закачку скважины (2 и 3) и отключается скважина (1). В третьем, заключительном периоде цикла включаются под закачку скважины (3 и 1) и отключается скважина (2).



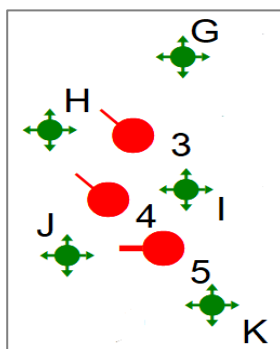
**Рис. 4. Схема применения предлагаемой технологии для групп скважин 1 и 2**

Определяют время начала реагирования добывающей скважины при проведении первого периода цикла с последующей установкой длительности второго и третьего периодов цикла, равной времени начала реагирования добывающей скважины в первом периоде цикла.

Определяют темпы роста значений агрегативной устойчивости водонефтяной смеси в пробах добывающих скважин в начале и конце каждого периода цикла. И в соответствии с этим уменьшают периоды последующих циклов пропорционально темпу роста агрегативной устойчивости эмульсий скважинной продукции.

Таким образом, цикл нестационарной закачки будет состоять из 3 периодов, разных по продолжительности, а эффект от циклического заводнения увеличится за счет действия изменения направления градиентов давления (изменения направления фильтрационных потоков) и уменьшения интенсивности диспергирования фильтрующихся фаз в пласте.

Для третьей группы скважин технология будет реализована таким же образом, но режимы работы и простоя нагнетательных скважин в первом цикле будут следующие (рис. 5, табл. 1).



**Рис. 5. Схема применения предлагаемой технологии для группы скважин 3**

Таблица 1.

Режимы работы и простоя нагнетательных скважин для группы 3

№ скв. / № полупериода	1	2	3
G	+	-	+
H	-	+	+
I	-	+	+
J	+	+	-
K	+	-	+

Для сохранения материального баланса и компенсации закачиваемого агента необходимо увеличивать количество закачки примерно на 33 % в каждый полупериод последующий за периодом простоя скважины в первом цикле. В следующих циклах процент компенсации рассчитывается пропорционально количеству дней в полупериодах.

**Понятие анизотропии фильтрационных свойств пласта.** На скважинах, расположенных вне зоны трещиноватости, критерий агрегативной устойчивости не играет значительной роли, поэтому на втором этапе работы основным критерием выделения скважин-кандидатов является анизотропия проницаемости пласта. Данный критерий предлагается для скважин, не осложненных наличием трещин в продуктивных интервалах.



Анизотропия проницаемости является доминирующим фактором, влияющим на направление потока флюида в продуктивном пласте. Сложность разработки карбонатных трещиноватых коллекторов заключается в распространении и степени развития трещин в горной породе, а также в анализе и оценке анизотропии проницаемости.

Проницаемость пласта в различных направлениях является ключевым параметром из характеристик коллектора, которая контролирует требования, касающиеся заканчивания скважин, интенсификации скважин и управления пластом [4]. Вместе с этим учет данного критерия будет весьма благоприятно сказываться на результате технологий увеличения нефтеотдачи пластов, при этом нестационарное заводнение не является исключением. Критерий анизотропии фильтрационных свойств позволят более обоснованно планировать и регулировать процессы циклического заводнения и осуществлять выбор оптимальных, с точки зрения технологической и экономической эффективности скважин-кандидатов под циклическую закачку.

**Анализ эффективности нестационарного заводнения на верейско-башкирских отложениях в юго-восточной зоне.** Всего за 10 последних лет в циклической закачке находилось более 20 нагнетательных скважин. Стоит отметить, что не каждая нагнетательная скважина имела реагирующие добывающие. На данном этапе дополнительная добыча была оценена по 24 добывающим скважинам.

Расчет дополнительной добычи нефти оценивался как разность между среднемесячным дебитом по нефти за месяц до начала применения НЗ и среднемесячным дебитом по нефти через месяц после начала НЗ (с учетом того, что на скважинах в этот период не производилось других ГТМ и на соседних скважинах кардинально не менялся режим работы). Дополнительная добыча оценивалась на период 1 месяца, так как каждое мероприятие НЗ имело различную продолжительность от 1 месяца до полугода и более. В таблице № 2 представлена основная информация по эффективности нестационарного

заводнения на верейско-башкирских отложениях в юго-восточной зоне на период 2013-2023 г.

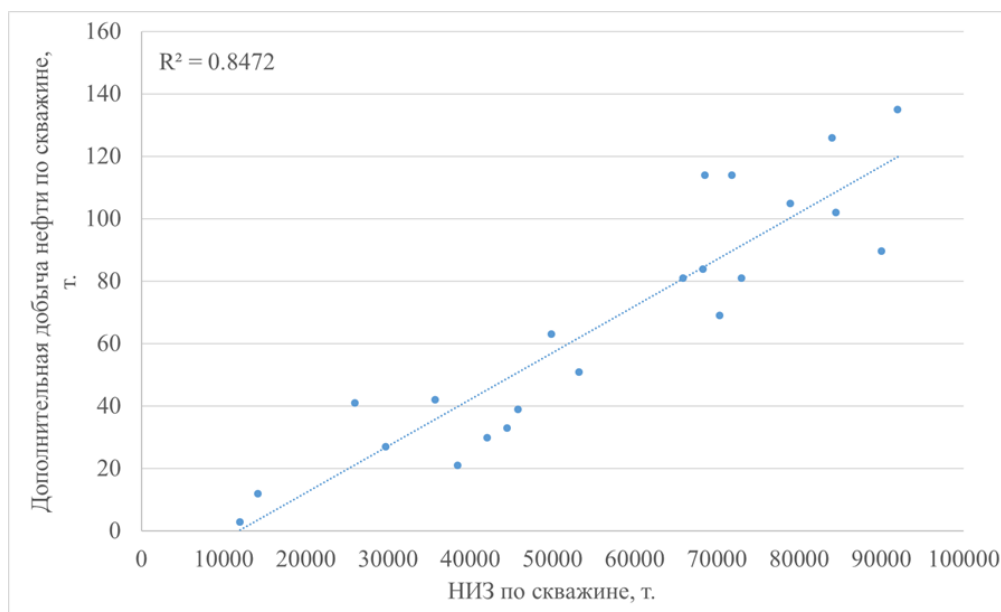
Таблица 2.

Эффективность нестационарного заводнения на верейско-башкирских отложениях в юго-восточной зоне на период 2013-2023 г.

Нагнетательная скважина	Реагирующая добывающая скважина	Qн до НЗ, т/сут	Qн после НЗ, т/сут	Доп. добыча, т/сут	Доп. добыча, т/мес	НИЗ на скважину, т	ΔКИН на скважину, доли ед.
1	а	8.7	11.4	2.7	81	73000	0.00111
	б	0.8	1.2	0.4	12	14200	0.00085
2							
3	в	0.96	3.95	2.99	89.7	90000	0.00100
4							
5	г	3.16	3.26	0.1	3	12000	0.00025
6	д	4.6	5.3	0.7	21	38500	0.00055
7	е	13.5	17	3.5	105	78900	0.00133
8	ж	1.7	5.5	3.8	114	68500	0.00166
9	з	3.4	5.1	1.7	51	53200	0.00096
10	и	2.5	3.6	1.1	33	44500	0.00074
	к	6.3	9.1	2.8	84	68300	0.00123
	л	5.2	7	1.8	54		
11	м	2.3	5.7	3.4	102	84500	0.00121
12							
13	н	0.8	1.7	0.9	27	29700	0.00091
14	о	13	15.6	2.6	78		
	п	3.2	7.7	4.5	135	92000	0.00147
15	р	8.9	11.2	2.3	69	70300	0.00098
	с	4.5	8.3	3.8	114	71800	0.00159
16	т	8.3	11	2.7	81	65900	0.00123
17	у	6.3	8.4	2.1	63	49900	0.00126
18	ф	3.3	7.5	4.2	126	84000	0.00150
19							
20	х	1.3	2.7	1.4	42	35700	0.00118
21							
22							
23	ц	6.9	8.27	1.37	41.1	26000	0.00158
24	ч	19.6	20.9	1.3	39	45800	0.00085
	ш	3.6	4.6	1	30	42020	0.00071

Стоит отметить, что величина дополнительной добычи нефти не может быть полноценно использована в качестве сопоставляемого значения, поскольку на нее в значительной мере оказывает влияние величина начальных извлекаемых запасов (НИЗ) каждой скважины. При этом непосредственная оценка эффективности применения нестационарного заводнения может быть искажена. Это предположение подтверждается распределением средней величины дополнительной добычи нефти в зависимости от начальных извлекаемых

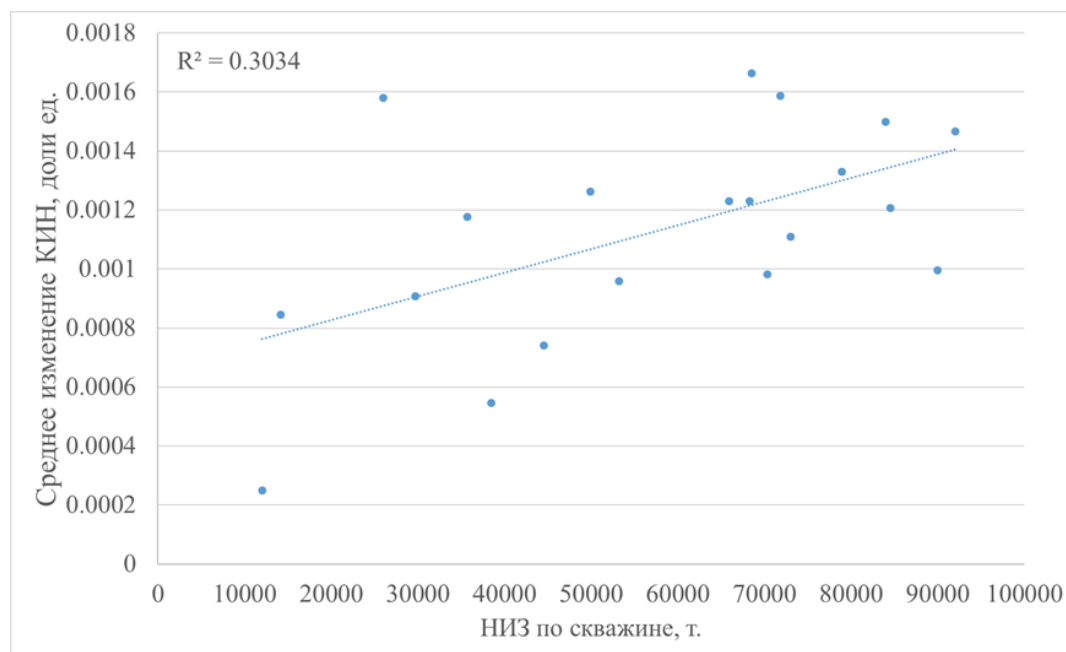
запасов участка (рис. 6), которое показывает, что наибольшие величины дополнительной добычи нефти характерны для участков с большей величиной начальных извлекаемых запасов.



**Рис. 6. Распределение средней дополнительной добычи нефти в зависимости от начальных извлекаемых запасов по скважине**

В качестве параметра, позволяющего качественно оценить эффективность нестационарного заводнения на любом участке, независимо от размеров его начальных геологических запасов, выбран безразмерный параметр изменения нефтеотдачи (коэффициента извлечения нефти), отражающий отношение дополнительной добычи нефти к начальным извлекаемым запасам.

Из рисунка 7 видно, что приведение показателя эффективности применения нестационарного заводнения от абсолютного значения дополнительной добычи нефти к безразмерной величине изменения КИН позволило значительно снизить влияние геологических запасов рассматриваемых участков реагирующих скважин.



**Рис. 7. Распределение величины изменения КИН от применения НЗ в зависимости от начальных извлекаемых запасов участка**

**Анизотропия фильтрационных свойств пласта как критерий при реализации нестационарного заводнения.** Как известно, нестационарное заводнение – это технология, не требующая капитальных и даже эксплуатационных вложений. Поэтому при ее планировании предлагается применение специальной методики определения параметра анизотропии проницаемости по данным гидродинамических исследований скважин методами кривой восстановления давления/уровня описанной в работе [5]. Несомненными преимуществами методики следует считать простоту практического применения и возможность использования при обработке не только высокоинформативных исследований, но и дискретных замеров в механизированных скважинах, не оборудованных глубинными измерительными приборами. Также плюсом данной методики является то, что при анализе можно использовать уже имеющуюся базу данных по гидродинамическим исследованиям и не прибегать к дополнительным затратам для оценки необходимого критерия.

Из 23 добывающих скважин, на которых был оценен эффект от циклического воздействия на 8 проводились гидродинамические исследования.

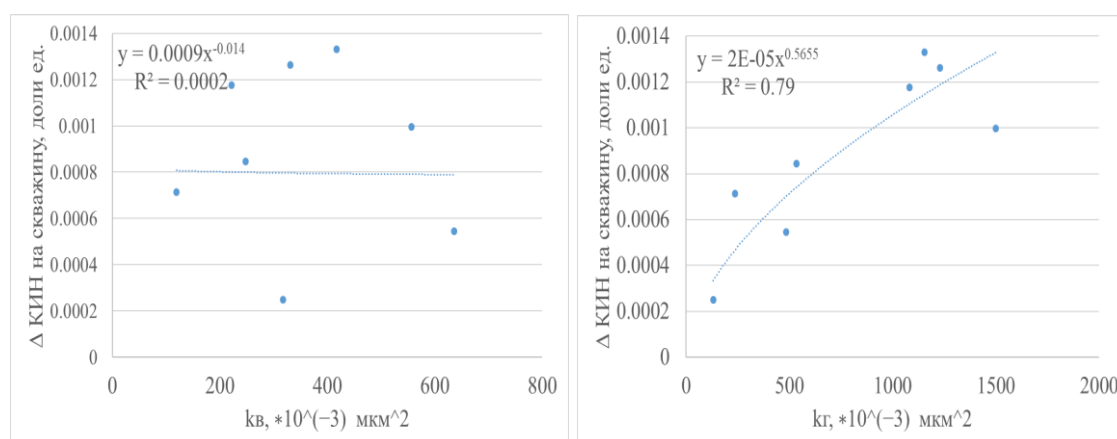
Именно на этих скважинах на данном этапе были определены проницаемости по вертикальному и горизонтальному направлениям, а также параметры их анизотропии. В таблице № 3 представлены результаты расчетов параметров по данным добывающим скважинам.

Таблица 3.

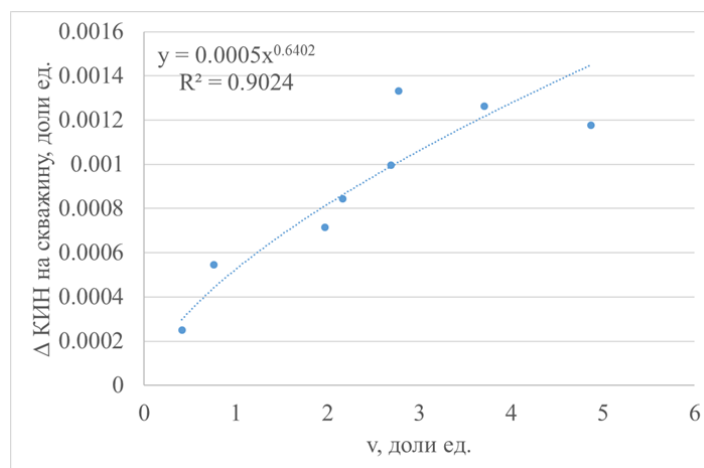
Рассчитанные значения проницаемости по вертикальному и горизонтальному направлениям, параметра анизотропии по проницаемости добывающих скважин

скважина	кв, $\cdot 10^{(-3)}$ мкм <sup>2</sup>	кг, $10^{(-3)}$ мкм <sup>2</sup>	v, доли ед.
г	318.05	130.6	0.41
д	636.3	484	0.76
ш	119.7	235.6	1.97
б	247.6	535	2.16
в	557	1498	2.69
х	222.1	1081.7	4.87
у	331.1	1228.2	3.71
е	417	1155	2.77

**Зависимости между эффективностью НЗ и анизотропией пласта по проницаемости.** На рисунках 8, 9 отображены зависимости изменения КИН на скважину от параметров проницаемости по вертикальному и горизонтальному направлениям и анизотропии по проницаемости.



**Рис. 8. Зависимости Δ КИН на скважину от: а – кв; б – кг**



**Рис. 9. Зависимости  $\Delta$  КИН на скважину от  $\nu$**

Обращаясь, к данным графикам, можно отследить следующие зависимости:

- эффективность нестационарного заводнения на верейско-башкирских отложениях в юго-восточной зоне не зависит от параметра проницаемости по вертикальному направлению (достоверность аппроксимации = 0,0002);

- эффективность нестационарного заводнения на верейско-башкирских отложениях в юго-восточной зоне имеет зависимость от параметра проницаемости по горизонтальному направлению на величину аппроксимации = 0,79;

- эффективность нестационарного заводнения на верейско-башкирских отложениях в юго-восточной зоне имеет зависимость от параметра анизотропии проницаемости на величину аппроксимации = 0,9. Чем больше параметр  $\nu$  по конкретной скважине, тем эффективнее будет нестационарное заводнение в пределах данного участка.

Также в ходе анализа было выявлено, что на скважинах с низкими показателями анизотропии проницаемости эффект по нефти от реализации нестационарного заводнения был минимальный либо отсутствовал полностью. Все это указывает на то, что критерий анизотропии проницаемости является очень важным при подборе скважин-кандидатов под циклическую закачку и чем

он численно больше, тем больше эффекта будет получено с реагирующей добывающей скважины.

**Скважины-кандидаты под НЗ в зонах повышенной анизотропии по проницаемости.** В период с 2020 года на верейско-башкирских отложениях в юго-восточной зоне на 31 добывающей скважине были проведены гидродинамические исследования. Каждая из данных скважин была проанализирована по специальной методике [5]. Были определены значения проницаемостей по вертикальному и горизонтальному направлениям, анизотропии проницаемости, а также значения пьезопроводности пластов, вскрываемых данными скважинами. В результате получены данные, представленные в таблице 4.

Под число скважин-кандидатов подходят не все представленные скважины. Необходимым критерием в данном случае выступает параметр анизотропии по проницаемости. Было принято решение принять в число скважин-кандидатов скважины с высокой анизотропией по проницаемости. Это связано с проведенным ранее исследованием, указывающим на рост эффективности применения технологии НЗ с ростом параметра анизотропии пласта.

При этом анизотропия равная или приближенная к единице указывает на отсутствие анизотропии совсем, в связи с этим выявлено, что параметром, свидетельствующим об успешности применения технологии нестационарного заводнения на конкретных скважинах, является параметр анизотропии пласта по проницаемости больше единицы.

Таким образом, верейско-башкирские отложения в юго-восточной зоне месторождения предлагается 13 скважин-кандидатов, на которых будет максимально эффективно реализована циклическая закачка.

Таблица 4.

Результаты анализа гидродинамических исследований скважин.  
 Рассчитанные значения проницаемостей по вертикальному и горизонтальному направлениям, параметра анизотропии по проницаемости добывающих скважин

скважина	кв, *10 <sup>(-3)</sup> мкм <sup>2</sup>	кг, 10 <sup>(-3)</sup> мкм <sup>2</sup>	v, доли ед.
101	220.9	464	2.10
102	429.4	162.5	0.38
103	522.1	214.9	0.41
104	335.1	229.9	0.69
105	251.3	322.1	1.28
106	331.1	1228.3	3.71
107	238.4	666.5	2.80
108	668.8	909.8	1.36
109	640.3	474.2	0.74
110	425.8	1199.5	2.82
111	192.2	826.5	4.30
112	186.2	123.8	0.66
113	319.5	816.4	2.56
114	1260.1	1112.4	0.88
115	558.5	1550.6	2.78
116	161.9	537.9	3.32
117	225.8	126.3	0.56
118	1137.3	393.4	0.35
119	258.57	140.7	0.54
120	331.9	258.36	0.78
121	1220.1	630	0.52
122	1125.8	142.6	0.13
123	1780.2	614.5	0.35
124	745.2	658.6	0.88
125	685.6	276.1	0.40
126	148.1	967.9	6.54
127	1488.8	434.8	0.29
128	951.6	502.1	0.53
129	110.5	548.6	4.96
130	2191.3	343	0.16
131	666.4	1179.9	1.77

Данные скважины представлены в таблице 5.



Таблица 5.

## Скважины-кандидаты для циклической закачки

скважина	кв, *10 <sup>^(-3)</sup> мкм <sup>2</sup>	кг, 10 <sup>^(-3)</sup> мкм <sup>2</sup>	v, доли ед.	х, м/с
101	220.9	464	2.10	0.028
105	251.3	322.1	1.28	0.039
106	331.1	1228.3	3.71	0.015
107	238.4	666.5	2.80	0.0091
108	668.8	909.8	1.36	0.018
110	425.8	1199.5	2.82	0.035
111	192.2	826.5	4.30	0.01
113	319.5	816.4	2.56	0.016
115	558.5	1550.6	2.78	0.022
116	161.9	537.9	3.32	0.01
126	148.1	967.9	6.54	0.02
129	110.5	548.6	4.96	0.014
131	666.4	1179.9	1.77	0.013

Представленные скважины находятся на значительном расстоянии друг от друга и не образуют единой зоны, вследствие этого предлагается использовать локальное применение нестационарного заводнения, где геометрия системы в пределах каждой зоны воздействия сводится к простейшей дуальной. То есть в каждом случае под циклическую закачку предполагается переводить ближайшую нагнетательную скважину.

**Параметры работы скважин-кандидатов на время реализации НЗ.**

Основным и важнейшим параметром при реализации НЗ, от которого также во многом зависит эффективность технологии является продолжительность полупериодов циклической закачки. В данной работе с помощью простейшей формулы (1), а также значений проницаемости для каждой скважины были рассчитаны значения полупериодов работы и простоя нагнетательных скважин. Расчеты представлены в таблице 6.

Таблица 6.

Значения полупериодов работы и простоя для нагнетательных скважин

скважина	$\chi$ , м <sup>2</sup> /с	$T=L^2/2\chi$ , с	$T=L^2/2\chi$ , дн
101	0.028	267223	3
105	0.039	191853	2
106	0.015	498817	6
107	0.012	623521	7
108	0.018	415681	5
110	0.035	213779	2
111	0.014	534446	6
113	0.016	467641	5
115	0.022	340102	4
116	0.013	575558	7
126	0.020	374113	4
129	0.014	534446	6
131	0.013	575558	7

Для простоты осуществления технологии, а также ввиду того, что значения полупериодов разнятся не значительно, предлагается усреднить значения длины полупериодов и использовать для реализации технологии  $T = 5$  суток.

При этом должна быть сохранена компенсация закачки и отборов на уровне 100%. Так как используется простейшая дуальная модель нестационарного заводнения, следует останавливать закачку во время полупериода простоя и удваивать закачку во время полупериода работы нагнетательных скважин.

**Заключение.** Проведенное исследование, позволит расширить фонд скважин-кандидатов под эффективное циклическое заводнение путем учета двух дополнительных критериев, таких как агрегативная устойчивость скважинной продукции и анизотропия проницаемости продуктивного пласта.

Предлагаемое в работе решение представляет комплексный подход к реализации циклической закачки воды на нефтяных месторождениях. Учет зон с двойной пористостью и проницаемостью снизит агрегативную устойчивость

водонефтяных смесей в продукции скважины и соответственно понизит возможность ее попадания в осложненный эксплуатационный фонд. Также повысится коэффициент продуктивности самой скважины за счет снижения вязкостных характеристик добываемой жидкости при неизменной депрессии на пласт. Учет критерия анизотропии проницаемости позволяет выбирать скважины, наиболее подходящие к нестационарному воздействию по дуальной модели. НЗ в этом случае подразумевает увеличения дебита нефти, снижение уровня обводненности, а также увеличение доли извлеченных запасов по дренируемому участку пласта.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к технологическому проекту разработки нефтяного месторождения N Удмуртской Республики. Ижевск, 2020 г.
2. Цепелев В. П., Насыров В. А., Качурин С. И. Анализ эффективности использования нестационарного заводнения на месторождениях ОАО "Удмуртнефть" // Территория нефтегаз. 2011. №4. С. 14 – 18.
3. Способ разработки нефтяной залежи; патент. 2670313, Российская Федерация, № 2017140148, МПК E21B 43/20, E21B 43/30. / Мирсаетов О.М., Ахмадуллин К.Б.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «УдГУ»; заявл. 17.11.2017; опубл. 22.10.2018, Бюл. № 30. 8 с.
4. Лысенко В. Д. Проницаемость не зависит от пористости. При создании математических моделей надо использовать гидродинамические проницаемости // Нефтепромысловое дело. 2009. № 1. С. 3–10.
5. Оценка анизотропии проницаемости карбонатных коллекторов по кривым восстановления давления / С.С. Черепанов, Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева, Г.П. Хижняк // Нефтяное хозяйство. 2013. № 4. С. 60–61.

Поступила в редакцию: 26.06.2024

***Сведения об авторах***

*Ахмадуллин Камиль Булатович*

Доцент, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет», 426034, ул. Университетская, 1, г. Ижевск, Россия.

E-mail: [kamil@ntu18.ru](mailto:kamil@ntu18.ru)

*Мирсаетов Олег Марсимович*

Доктор технических наук, профессор, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет», 426034, ул. Университетская, 1, г. Ижевск, Россия.

E-mail: [mirsametov@yandex.ru](mailto:mirsametov@yandex.ru)

*Ромашко Алина Дмитриевна*

Магистрант, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет», 426034, ул. Университетская, 1, г. Ижевск, Россия

E-mail: [romashkoalina2000@gmail.com](mailto:romashkoalina2000@gmail.com)

*K. B. Akhmadullin, O. M. Mirsaetov, A. D. Romashko*

## PECULIARITIES OF APPLICATION OF UNSTEADY WATERFLOODING TECHNOLOGY AT THE LATE STAGE OF DEVELOPMENT OF OIL DEPOSIT WITH PORE AND FRACTURED-PORE RESERVOIR FORMATION

**Annotation.** The paper analyzes the application of cyclic flooding technologies on Vereya-Bashkir deposits in the south-eastern zone of the Udmurt Republic. The facts of low efficiency of unsteady flooding due to the lack of systematized approach to the selection of candidate wells for cyclic injection, as well as the lack of consideration of zones of increased fracturing of the reservoir are noted. The most probable reasons of efficiency decrease related to well placement in zones of increased fracturing and reduced permeability anisotropy of formations are revealed.

The use of mathematical statistics methods to identify zones of increased fracturing in the drilled oil deposit is proposed. The possibility of using an integrated approach to the technology of cyclic waterflooding combining the processes of formation of interlayer flows, as well as changing the direction of filtration flows and the duration of water injection periods is shown. This proposal will help to avoid emulsion blockages in the bottomhole zone of wells, increase oil recovery in the drained part of the reservoir, and reduce water cut of well products.

**Keywords:** unsteady waterflooding, zones of increased fracturing, aggregative stability of emulsions, emulsion blocking, horizontal permeability, vertical permeability, permeability anisotropy.

*For citation:* Akhmadullin K.B., Mirsaetov O.M., Romashko A.D. [Peculiarities of application of unsteady waterflooding technology at the late stage of development of oil deposit with pore and fractured-pore reservoir formation] *Upravlenie tekhnosferoi*, 2024, vol. 7, issue 3. (In Russ.). Available at: <https://technosphere-ing.ru/> pp. 397–418. DOI: 10.34828/UdSU.2024.57.34.003.

## REFERENCES

1. *Dopolnenie k tekhnologicheskomu projektu razrabotki neftyanogo mestorozhdeniya N Udmurtskoi Respubliki.* [Addition to the technological project for the development of the oil field N of the Udmurt Republic]. Izhevsk, 2020 g. (In Russ.).
2. Tsepelev V.P., Nasyrov V.A., Kachurin S.I. Analiz effektivnosti ispol'zovaniya nestatsionarnogo zavodneniya na mestorozhdeniyakh OAO "Udmurtneft" [Analysis of the effectiveness of the use of non-stationary flooding at the fields of JSC Udmurtneft]. *Territoriya neftegaz [Territory of Neftegaz]*. 2011, no.4, pp. 14 – 18. (In Russ.).
3. *Sposob razrabotki neftyanoi zalezhi* [Method of developing an oil deposit]; patent. 2670313, Rossiiskaya Federatsiya, No. 2017140148, MPK E21V 43/20, E21V 43/30. / Mirsaetov O.M.,

Akhmadullin K.B.; zayavitel' i patentoobladatel' FGBOU VO «UdGU».; Russian Federation; appl. 17.11.2017; publ. 22.10.2018, Bul. No. 30, 8 p.

4. Lysenko V.D. Pronitsaemost' ne zavisit ot poristosti. Pri sozdanii matematicheskikh modelei nado ispol'zovat' gidrodinamicheskie pronitsaemosti [Permeability does not depend on porosity. When creating mathematical models, it is necessary to use hydrodynamic permeability]. *Neftepromyslovoe delo [Oilfield business]*. 2009, no. 1, pp. 3–10. (In Russ.).
5. Cherepanov S.S., Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Khizhnyak G.P. Otsenka anizotropii pronitsaemosti karbonatnykh kollektorov po krivym vosstanovleniya davleniya [Assessment of the anisotropy of the permeability of carbonate reservoirs according to pressure recovery curves]. *Neftyanae khozyaistvo [Oil industry]*. 2013, no. 4, pp. 60–61. (In Russ.).

Received: 26.06.2024

#### ***About the Authors***

##### *Akhmadullin Kamil Bulatovich*

Docent, Institute of Oil and Gas. M.S. Gutseriev, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Udmurt State University", 426034, University st., 1, Izhevsk, Russia.

E-mail: kamil@ntu18.ru

##### *Mirsaetov Oleg Marsimovich*

Doctor of Technical Sciences, Professor, Institute of Oil and Gas. M.S. Gutseriev, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Udmurt State University", 426034, University st., 1, Izhevsk, Russia.

E-mail: mirsaetov@yandex.ru

##### *Romashko Alina Dmitrievna*

Master student, Institute of Oil and Gas named after M.S. Gutseriev, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Udmurt State University", 426034, University st., 1, Izhevsk, Russia.

E-mail: romashkoalina2000@gmail.com