

УДК 622.276

СКВАЖИННАЯ ИНТЕРФЕРЕНЦИЯ КАК МЕТОД АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НА КАРБОНАТНОМ ТИПЕ КОЛЛЕКТОРА

Архипов Александр Сергеевич¹,
xD_59@mail.ru

Кузьмин Максим Игоревич¹,
Kuzmin.MI@gazpromnft-ntc.ru

¹ Санкт-Петербургский горный университет,
Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я лин. В.О., 2.

Актуальность исследования подтверждается низкой степенью извлечения запасов нефти, сосредоточенных в карбонатных коллекторах трещинно-порового типа. Несмотря на значительные уровни компенсации отбора жидкости закачкой, энергетическое состояние представленных залежей находится в неудовлетворительном состоянии. Одним из самых распространенных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях является заводнение пластов. Существующие методы заводнения позволяют достигать уровня коэффициента извлечения нефти не более 0,3. Актуальным и важным является повышение эффективности разработки таких активов в условиях неэффективной системы заводнения, высокой геолого-стратиграфической неоднородности и низких фильтрационно-емкостных свойств. Применение методов математической статистики относительно оценки эффективности системы заводнения на сегодняшний день нашло отклик в работах многих ученых и является убедительной альтернативой для их внедрения в общий процесс повышения качества работ и принимаемых решений.

Цель: определить время отклика реакции добычи жидкости на закачку агента. На основании рассчитанных значений установить характер гидродинамической связи и оценить интерференцию между элементами системы заводнения.

Объекты: трещиноватые карбонатные коллектора.

Методы: интерпретация и обособление промыслово-геофизических и гидродинамических исследований; компьютерное моделирование с использованием модуля Saphig прикладного обеспечения (Карра); математическое моделирование по средствам ранговой корреляции Спирмена и Кендалла.

Результаты. Использование методов математической статистики позволило установить характер скважинной интерференции между элементами системы заводнения. Рассчитанные значения времени отклика реакции добычи жидкости на закачку агента позволили повысить сходимость результатов. Для повышения качества принятых решений по оптимизационной деятельности на залежи было предложено наложить показатели скважинной интерференции на карту сейсмофациальных зон. Представленный набор методов позволяет комплексно оценить эффективность системы заводнения при ее анализе на карбонатном типе коллектора.

Ключевые слова:

Система заводнения, сложнопостроенный карбонатный коллектор, поддержание пластового давления, текущая компенсация, энергетическое состояние залежи, методы математической статистики, ранговая корреляция.

Введение

Извлечение нефти из трещиноватых коллекторов контролируется взаимодействием между закачиваемой водой и нефтью/породой, которая зависит от разности в смачиваемости породы и фильтруемого двухфазного потока, химических и физических свойств всех компонентов трехфазной смеси, геометрии трещины, распространения трещиноватости и соотношения проницаемости и проводимости трещины [1, 2].

На завершающих стадиях разработки месторождений, приуроченных к коллекторам трещинно-порового типа, возникают проблемы, связанные с резким снижением пластовых давлений. Энергетическое состояние залежи падает, следовательно, падает и добыча нефти, тогда широкое применение находит система заводнения, которая внедряется для повышения уровней извлекаемых углеводородов из залежи.

Заводнение трещиноватых коллекторов привлекло много внимания в последние десятилетия. Исследованиями в этой области занимались признанные международным сообществом авторы, они изучали проблемы моделирования таких залежей [3–5].

В однородных коллекторах заводнение способствует получению дополнительной добычи, но в большинстве случаев этот идеальный сценарий встречается редко. Одним из важных факторов снижения рентабельности производства с внедрением системы заводнения является неоднородность коллектора, а другим ключевым фактором, который оказывает еще большее влияние на эффективность добычи, является наличие естественных трещин [6, 7].

Предполагается, что при заводнении трещиноватых коллекторов трещина действует как высокопроницаемый канал связи. На практике встречается ситуация, когда большая часть воды проходит только через трещины и не вытесняет нефть из блоков матрицы [8].

В последнее время в коллекторах со сложными сетями трещин распределение давления не может описать сложность сети трещин и траекторий потока жидкости. Для количественной оценки различных сценариев затопления и лучшего управления характеристиками пласта при заводнении, а также для понимания траектории потока жидкости и перемещения воды внутри рассматриваемой залежи необходимо рассчитывать время отклика добычи жидкости на за-

качку агента с целью определения того, какое влияние оказывают друг на друга скважины [9, 10].

Определение взаимного влияния скважин необходимо для анализа эффективности и оптимизации выбранной системы заводнения. При моделировании поведения реакции добывающих скважин на закачку с линии поддержания пластового давления стараются создать такую систему скважинного взаимодействия, которая способствовала бы наиболее эффективной добыче флюидов. В этой связи одним из важных условий полноценной выработки запасов по залежи является отсутствие «мертвых» зон между добывающими скважинами.

Таким образом, для выполнения мониторинга и разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах требуется производить грамотное распределение объемов закачиваемого агента.

Методы определения скважинной интерференции делятся на две основные группы – теоретические и экспериментальные. К экспериментальной группе относятся наиболее информативные методы, позволяющие определить распределение закачиваемой в пласт воды, а также производить симуляцию фильтрационных потоков в различных симуляторах – трассерные исследования и гидропрослушивание [11–13].

Теоретические методы разделяются между собой по способу визуализации полученной информации. В первом приближении используются системы, не требующие построения сложных фильтрационных моделей. Они основаны лишь на оценке текущих показателей работы скважины.

Так, в работе [14] описывается результат исследования интерференции добывающих скважин на трещиноватом участке нефтегазового месторождения Тенгиз. Авторы подтверждают предположение о том, что связь между скважинами прослеживается на значительном удалении друг от друга.

Анализ эффективности системы заводнения

Система заводнения, применяемая на исследуемом объекте, внутриконтурная в сочетании с приконтурной (рис. 1). На залежи наблюдаются участки, где закачиваемый агент прорывается по высокопроницаемым пропласткам, при этом низкопроницаемые пропластки вовлекаются в разработку неравномерно, что зачастую вызывает нерациональное увеличение объемов закачиваемой воды, о чем свидетельствует значение текущих компенсаций по нагнетательным скважинам №№ 400, 408, 421, установившихся на уровне более 160 %. Данный факт свидетельствует об неэффективном использовании энергии на залежи (табл. 1).

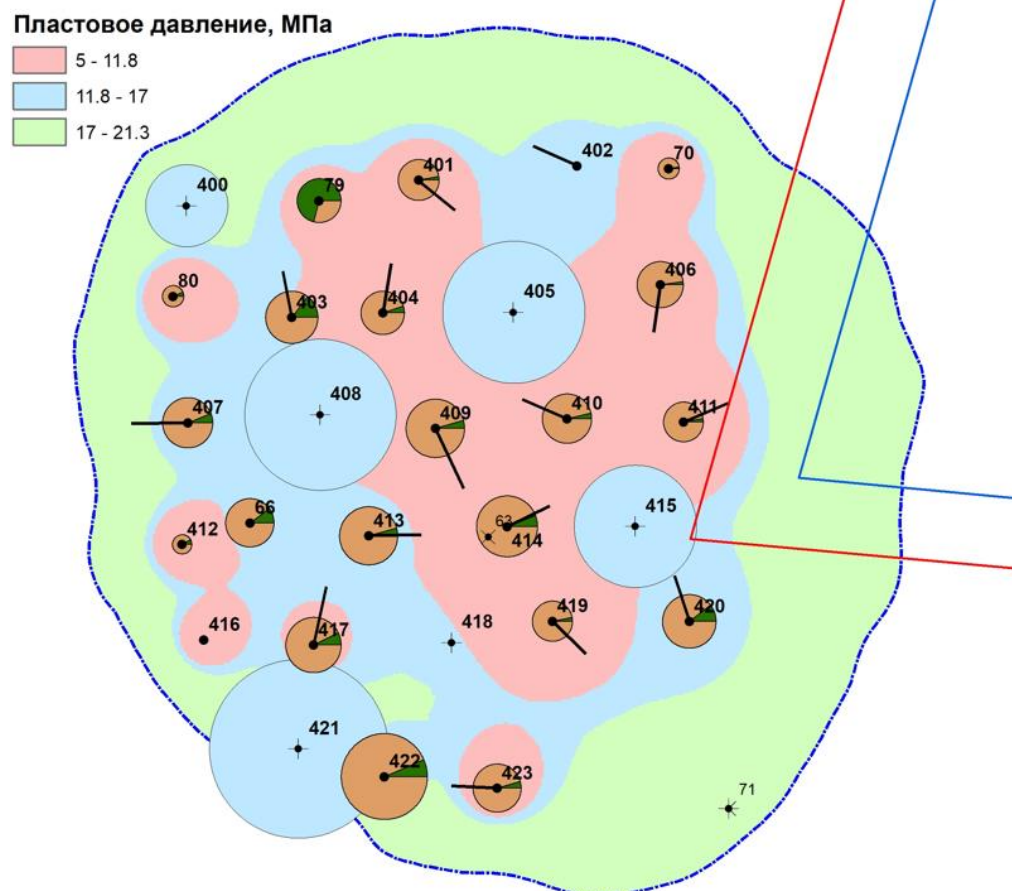


Рис. 1. Карта текущего пластового давления по залежи
Fig. 1. Map of the current reservoir pressure for the deposit

Таблица 1. Текущие уровни компенсации по нагнетательным скважинам

Table 1. Current compensation levels for injection wells

№ нагнетательной скважины Injection well no.	№ добывающей скважины Producing well no.	Закачка текущая, м ³ /сут Current injection, m ³ /day	Закачка накопленная, м ³ Accumulated injection, m ³	Дебит жидкости, м ³ /сут Fluid flow rate, m ³ /day	Накопленная добыча жидкости, м ³ Accumulated liquid extraction, m ³	Компенсация текущая, % Current compensation, %	Компенсация накопленная, % Accumulated compensation, %
400	79, 80, 403	27,0	279447,0	16,6	206232,7	163,1	135,5
405	401, 402, 404, 406, 409, 410	49,0	272934,0	65,1	480357,8	75,3	56,8
408	66, 403, 404, 407, 409, 413	148,0	465692,0	75,3	583674,4	196,6	79,8
415	410, 411, 414, 419, 420	9,0	78196,0	56,0	358417,1	16,1	21,8
421	416, 417, 422	75,0	541590,0	42,3	233631,2	177,3	231,8

Энергетическое состояние залежи оценивается как неудовлетворительное, текущие уровни пластового давления в зонах отбора скважин по залежи составляют 8,6 МПа, что ниже давления насыщения нефти газом, равного 11,87 МПа.

Все представленные факторы свидетельствуют о неэффективной системе заводнения на объекте [16].

Причиной невыполнения планов по добыче жидкости может служить ограниченная гидродинамическая связь между добывающими и нагнетательными скважинами в условиях сложно построенного карбонатного коллектора, а также низкие фильтрационно-емкостные свойства (проницаемость 22 мД, пористость 0,11 д. ед), высокая расчлененность (9,8 д. ед.), а также наличие вертикальной трещиноватости в сейсмофициальной зоне биогемно-внутририфово-шлейфовых известняков [15].

Расчет времени задержки реакции добычи жидкости на закачку агента

При прогнозировании распределения нагнетаемого агента по объекту учитывается значение времени задержки реакции темпов добычи на темпы закачки. Это значение определяется пьезопроводностью пласта и средним расстоянием между добывающими и

нагнетательными скважинами по следующей формуле [17]:

$$\Delta t = \frac{(L/0,038)^2 \cdot \varphi \cdot \mu_{ef} \cdot c_t}{k}, \text{ ч},$$

где L – среднее расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами в элементе системы заводнения, м; φ – средняя пористость пласта, д. ед.; μ_{ef} – эффективная вязкость жидкости (зависит от обводненности жидкости в пластовых условиях, относительной водопроницаемости, вязкости нефти и воды), сПз; c_t – общая сжимаемость (зависит от средних значений насыщенности, нефти, воды, сжимаемости горных пород, которые корректируются на каждом временном шаге в соответствии с пластовым давлением), атм⁻¹; k – средняя проницаемость пласта по блоку, мД.

Основные параметры, используемые в формуле, берутся из гидродинамических исследований скважин, интерпретация которых проводилась с помощью модуля Saphir программного обеспечения КАРРА. Параметр показывает, как быстро вода, поступающая из нагнетательных скважин, дойдет до добывающих скважин соответственно.

Рассмотрим представленный параметр по группам скважин, характеризующихся высокими уровнями текущей компенсации (табл. 2).

Таблица 2. Входные данные для расчета времени задержки реакции добычи на закачку

Table 2. Input data for calculating the delay time of the extraction reaction to the injection

Воздействующая скважина Impacting well	400			408					421		
№ скважины/Well no.	79	80	403	66	404	407	409	413	414	417	422
m , д. ед./u. fr.	0,085	0,106	0,11	0,085	0,14	0,09	0,092	0,114	0,127	0,09	0,13
μ_{ef} , сПз/cPs	11,61	4,04	9,69	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	4,04	5,56
$c_t \cdot 10^3$, атм ⁻¹ /atm ⁻¹	15	16	10	16	15	16	16	15	15	16	14
k , мД/mD	20,6	6,6	63,2	11,2	87,3	44,4	58,6	24,5	25,8	249,4	51,7
Δt , часов/hours	2407,5	3443,6	794,9	1683,4	327,4	445,2	343,7	983,6	1322,1	79,3	658,0

Из представленной таблицы видно, что наилучшее перераспределение давления в пласте, характеризующиеся наименьшим временем отклика (до 450 часов), происходит в направлении скважин №№ 417, 404, 403, 409.

Однако, несмотря на высокие уровни закачки и быстрое время продвижения закачиваемого агента к забоям добывающих скважин, пластовое давление в центральной части залежи поддерживается на низком уровне, при этом уровни компенсации очень высокие.

Для определения источника проблем и применения наиболее аргументированного подхода к оптимизации системы поддержания пластового давления требуется привлечение дополнительной информации, а именно: гидропрослушивание пластов, трассерные исследования, специальные методы геофизических исследований FMI, MCI, MDT [18, 19].

Так как данные методы зачастую требуют остановки скважин или являются дорогостоящими [20], важной задачей для оценки наличия связи между

скважинами является внедрение в нефтегазовую практику методов математической статистики.

Применение методов ранговой корреляции для оценки характера гидродинамической связи скважин

Для принятия решения по дальнейшему совершенствованию системы заводнения необходимо провести детальный факторный анализ характера гидродинамической связи между скважинами действующего фонда.

Для определения степени интерференционной зависимости рассмотрим известные методы математической статистики, среди которых выделяются ранговая корреляция Спирмена и Кендалла. Данные подходы

позволяют оценить силу корреляционной связи и ее направление для любого количества входных данных за рассматриваемый промежуток времени [21].

Методы ранговой корреляции уже применялись для оценки гидродинамической связи между элементами системы заводнения [22, 23]. Однако авторы исследования принимали условный сдвиг времени влияния закачиваемого агента на добывающую скважину, что приводило к маленькой сходимости результатов.

В ходе исследования удалось учесть представленный сдвиг – это тот временной показатель, на который импульс добычи отстает от даты реализации закачки воды (табл. 3).

Таблица 3. Смещение временного ряда из-за влияния задержки добычи жидкости на закачку агента

Table 3. Displacement of the time series due to the effect of the delay in liquid extraction on the injection of the agent

Воздействующая скважина Impacting well	400			408					421		
№ скважины/Well no.	79	80	403	66	404	407	409	413	414	417	422
Δt , суток/day	100,3	143,5	33,1	70,1	13,6	18,6	14,3	41	55,1	3,3	27,4

Порядок выполнения шагов для расчета ранговой корреляции выглядит следующим образом: пусть признак X – приемистость нагнетательной скважины ($\text{м}^3/\text{сут}$), фактор Y – дебит жидкости добывающей скважины ($\text{м}^3/\text{сут}$). Признаку Y и фактору X присваиваются ранги. Произведем наглядный расчет для группы скважин, характеризующихся минимальным временем отклика (нагнетательная № 421 и добывающая 417). Полученные результаты проиллюстрированы в табл. 4.

Таблица 4. Ранговая корреляция Спирмена по скважинам №№ 421, 417

Table 4. Spearman's rank correlation for wells no. 421, 417

n	X , $\text{м}^3/\text{сут}$ m^3/day	Y , $\text{м}^3/\text{сут}$ m^3/day	ранг X , R_x rank X , R_x	ранг Y , R_y rank Y , R_y	$(R_x - R_y)^2$
1	67	14,446	1	1	0
2	70	15,479	2	2	0
3	72	15,481	3,5	3	0,25
4	72	16,093	3,5	6	6,25
5	78	15,916	7	4	9
6	74	15,973	5	5	0
7	75	16,129	6	7	1
Σ					16,5

Таблица 5. Характеристика силы связи (шкала Чеддока)

Table 5. Characteristics of the bond strength (Cheddock scale)

Коэффициент корреляции Correlation coefficient	Характеристика связи Characteristics of the bond strength
$\rho < 0,1$	Связь практически отсутствует There is practically no bond
$0,101 < \rho < 0,3$	Слабая связь Weak bond
$0,301 < \rho < 0,5$	Умеренная связь Moderate bond
$0,501 < \rho < 0,7$	Связь средней силы Medium strength bond
$0,701 < \rho < 0,9$	Высокая связь High bond
$0,901 < \rho < 0,99$	Очень высокая связь Very high bond

Значение коэффициента ранговой корреляции Спирмена (ρ) ранжируются по шкале Чеддока [24], представленной в табл. 5, и определяются исходя из формулы:

$$\rho = 1 - 6 \cdot \frac{(R_x - R_y)^2}{n^3 - n} = 1 - 6 \cdot \frac{16,5}{336} = 0,705.$$

Таким образом, связь между скважиной 421 и 417 высокой силы, о чем свидетельствуют текущие уровни добычи, значение которых выше средних по действующему фонду.

Определим характер скважинной интерференции по всему действующему фонду скважин (табл. 6).

Стоит сказать, что значения ранговой корреляции Спирмена зачастую оказываются заниженными по разным причинам (остановка скважины, текущий и капитальный ремонт скважины, малый период исследования). Для проверки сходимости результатов наличия связи между элементами рассмотрим метод, предложенный Кендаллом.

Совокупность двух методов позволит с большей долей вероятности определить корректные взаимосвязи между исследуемыми параметрами.

Коэффициент корреляции Кендалла (τ) определяется разностью вероятностей совпадения и инверсии рангов. Методика позволяет работать только с натуральными рядами чисел.

В ряду Y справа от 1 расположено шесть рангов, превосходящих 1, следовательно, 1 породит в P слабое 6. Справа от 2 стоят пять рангов, превосходящих 2 (это 3, 6, 5, 7, 4), т. е. в P войдет 5 и т. д. В итоге $P=17$ (табл. 7).

Представленный коэффициент рассчитывается по точной формуле или по упрощенной:

$$\tau = \frac{P - Q}{0,5 \cdot N \cdot (N - 1)} = \frac{17 - 4}{0,5 \cdot 7 \cdot 6} = 0,619,$$

$$\tau = 1 - \frac{4 \cdot P}{N \cdot (N - 1)} = 1 - \frac{4 \cdot 17}{7 \cdot 6} = 0,619.$$

Таблица 6. Корреляционная связь между скважинами. Метод Спирмена

Table 6. Correlation bond between wells. Spearman's method

Нагнетательная скважина № Injecting well no.	Связь практически отсутствует There is practically no bond	Слабая связь Weak bond	Умеренная связь Moderate bond	Средняя связь Medium bond	Высокая связь High bond	Очень высокая связь Very high bond
400	414,80,66,70,406,407,412,417,423,404,409,401,420	–	422, 416	413,79	403,411,419	410
418	422, 414, 80, 403, 79, 411, 419, 412, 423, 404, 410, 420	413, 416, 409, 401	66, 407, 417	406, 70	–	–
408	422, 413, 416, 403, 79, 419, 410, 420	–	70, 406, 412, 423, 404	409	414, 80, 407, 417, 401	66
415	414, 80, 416, 403, 66, 70, 406, 407, 412, 417, 404, 409, 401	422, 423, 410, 420	79, 411	419	413	–
405	416, 403, 66, 70, 79, 411, 406, 407, 419, 417, 404, 410	414, 80, 409	423, 420	422, 413, 412	–	–
421	422, 413, 416, 403, 79, 411, 419, 404, 410	–	70, 406, 409, 420	80, 407, 412, 423	414, 66, 417, 401	–

Таблица 7. Ранговая корреляция Кендалла по скважинам №№ 421, 417

Table 7. Kendall rank correlation for wells no. 421, 417

n	X, м³/сут m³/day	Y, м³/сут m³/day	ранг X, R _x rank X, R _x	ранг Y, R _y rank Y, R _y	P	Q
1	67	14,446	1	1	6	0
2	70	15,479	2	2	5	0
3	72	15,481	3	3	4	0
4	72	16,093	4	6	1	2
5	78	15,916	5	5	1	1
6	74	15,973	6	7	0	1
7	75	16,129	7	4	0	0
Σ					17	4

Для опровержения гипотезы о равенстве нулю генерального коэффициента корреляции Кендалла при уровне значимости α конкурирующей гипотезы $H_1 (\tau \neq 0)$ необходимо вычислить критическую точку по формуле:

$$T_{кр} = Z_{кр} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot (2 \cdot n + 5)}{9 \cdot n \cdot (n - 1)}}$$

где n – общее количество элементов выборки; $Z_{кр}$ – критическое значение двусторонней области, которую определяют по значениям функции Лапласа:

По таблице Лапласа определяется $Z_{кр}=1,15$:

$$\Phi(Z_{кр}) = \frac{1-\alpha}{2} = \frac{1-0,25}{2} = 0,375.$$

Так как мы работаем с «шумными» данными, уровень значимости будет определяться значением 0,25.

- Если $|\tau| < T_{кр}$, гипотеза не отвергается. В данном случае корреляционная связь между признаками незначима.
- Если $|\tau| > T_{кр}$, гипотеза отвергается. Между признаками наблюдается значимая корреляционная связь. Найдем критическую точку $z_{кр}$.

Значение критической точки по формуле равняется:

$$T_{кр} = 1,15 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot (7+5)}{9 \cdot 7 \cdot (7-1)}} = 0,37.$$

Так как $|\tau| > T_{кр}$, отвергаем нулевую гипотезу; ранговая корреляционная связь между оценками по двум тестам статистически значима.

Проведем расчет значимости связи по действующему фонду скважин (табл. 8).

Таблица 8. Корреляционная связь между скважинами. Метод Кендалла

Table 8. Correlation bond between wells. The Kendall method

№ нагнетательной скважины Injecting well no.	Незначимая связь Insignificant bond	Значимая связь Meaningful bond
400	422, 414, 80, 66, 70, 406, 407, 412, 417, 423, 404, 409, 401, 420	413, 416, 403, 79, 411, 419, 410
418	66, 407, 417, 413, 416, 409, 401, 422, 414, 80, 403, 79, 411, 419, 412, 423, 404, 410, 420	70, 406
408	70, 406, 412, 423, 404, 422, 413, 416, 403, 79, 419, 410, 420	414, 80, 66, 407, 417, 409, 401
415	414, 80, 416, 403, 66, 70, 406, 407, 412, 417, 404, 409, 401, 422, 423, 410, 420, 79, 411	413, 419
405	416, 403, 66, 70, 79, 411, 406, 407, 419, 417, 404, 410, 414, 80, 409, 423, 420	422, 413, 412
421	422, 413, 416, 403, 79, 411, 419, 404, 410, 70, 406, 409, 420	414, 80, 66, 407, 412, 417, 423, 401

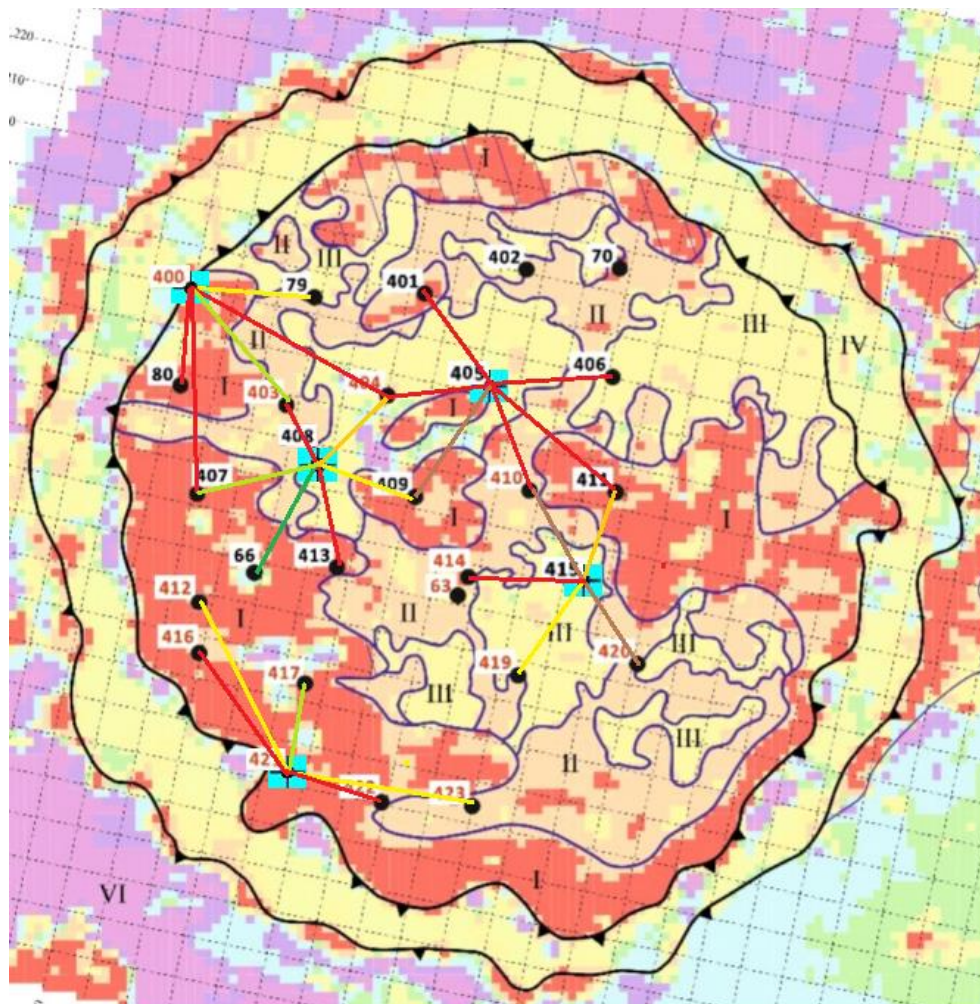
Таким образом, сравнивая результаты корреляционной связи, можно прийти к выводу о том, что использование методик оценки интерференционной связи позволяет оценить характер связи между элементами системы заводнения. Граница значимости проходит при значениях «средней связи» в методе Спирмена при значениях $0,501 < \rho < 0,7$.

Результаты определения корреляционных связей подтверждают полученные ранее выводы о неэффективности системы заводнения. При этом прослеживается тенденция взаимодействия скважин, находящихся удаленно друг от друга.

Для комплексной оценки эффективности системы заводнения и выработки обоснованных рекомендаций по оптимизации добычи нефти на действующем фонде скважин необходимо учитывать характер связи между элементами системы заводнения. В работе [15] приводится карта сейсмофациальных зон с выявлением участков распространения трещиноватости. Совместив эту карту с характером связи в системе добы-

вающая скважина – нагнетательная скважина (рис. 2), представляется возможным выявить скважины-кандидаты для оптимизационной деятельности. Так, в направлениях фильтрации скважин, где связь практически отсутствует, необходимо проводить мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов.

Таковыми мероприятиями могут выступать кислотный гидроразрыв пласта для повышения сообщаемости скважин или перевод низкодебитной добывающей скважины под нагнетание с целью улучшения текущего энергетического состояния, а также повышение выработки запасов из «застойных» зон, неохваченных процессом дренирования.



Условные обозначения/Map symbols:

- 79 ● – Поровый тип коллектора/Porous reservoir rock
- 410 ● – Трещинный тип коллектора/Fractured reservoir type
- (red) – Связь практически отсутствует/There is practically no bond
- (brown) – Слабая связь/Weak bond
- (orange) – Умеренная связь/Moderate bond
- (yellow) – Средняя связь/Medium bond
- (green) – Высокая связь/High bond
- (dark green) – Очень высокая связь/Very high bond

Рис. 2. Карта сейсмофациальных зон с наложением силы связи между элементами системы заводнения

Fig. 2. Map of seismofacial zones with the superimposition of the coupling force between the elements of the flooding system

Заключение

Целью работы было обосновать применимость методов математической статистики для анализа системы заводнения. В качестве объекта для проведения исследований была выбрана залежь, приуроченная к трещинно-поровому типу карбонатного коллектора.

В ходе выполнения работы удалось исследовать скважины, расположенные в зонах с пониженным пластовым давлением. Высокие давления нагнетания и уровни компенсации, находящиеся по отдельным скважинам на уровне 200 %, не позволяют удерживать начальное пластовое давление в зонах установленного отбора.

Было выявлено, что в карбонатных залежах прослеживается неравномерная гидродинамическая связь, приходящаяся на зоны дренирования по всей залежи.

При последующей разработке объекта может произойти скачкообразный переход, наблюдаемый на кривой обводненности, так как флюид будет поступать на забой скважин по высокопроницаемым промывкам каналов.

Таким образом, все представленные факторы свидетельствуют о сложных фильтрационных потоках по системе трещин, что вызывает образование большого количества застойных зон с невыработанными запасами.

Совмещение результатов оценки скважинной интерференции между элементами системы заводнения

с картой сейсмофациальных зон, определяющей распространение характера трещиноватости по залежи, позволяет более обоснованно принимать решения по оптимизационной деятельности на залежи.

В дальнейших исследованиях необходимо провести моделирование закачки трассеров на представленном объекте с целью выявления нагнетательных скважин, обладающих наименьшей эффективностью, а также подтвердить ограниченную связь между добывающими и нагнетательными скважинами по средствам построения таблиц дренирования. Для повышения привлекательности активов для компании-недропользователя предполагается выполнить многовариантное моделирование предлагаемых мероприятий с целью оценки их эффективности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Tetteh J.T., Brady P.V., Ghahfarokhi R.B. Review of low salinity waterflooding in carbonate rocks: mechanisms, investigation techniques, and future directions // *Advances in Colloid and Interface Science*. – 2020. – V. 284. – 102253. DOI: 10.1016/j.cis.2020.102253.
2. Мартюшев Д.А. Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета параметра анизотропии проницаемости // *Записки Горного института*. – 2020. – Т. 243. – № 3. – P. 313–318. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313.
3. Theories and practices of carbonate reservoirs development in China / Yang Li, Zhijiang Kang, Zhaojie Xue, Songqing Zheng // *Petroleum Exploration and Development*. – 2018. – V. 45. – № 4. – P. 712–722. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30074-0.
4. Production optimization for water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoir – from laboratory physical model to reservoir operation / Bo Yang, Juan He, Dongliang Lyu, Hai Tang, Jianjun Zhang, Xiaobo Li, Jinzhou Zhao // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – V. 184. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106520.
5. Physical simulation of waterflooding development in large-scale fractured-vuggy reservoir considering filling characteristics / Yulong Zhao, Guang Lu, Liehui Zhang, Kun Yang, Xinhua Li, Jianxin Luo // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – V. 191. – 107328.
6. Application of orthogonal experiment method in foam flooding system composition and injection parameter optimization / Yiping Wen, Nanjun Lai, Zhaofeng Du, Feiyun Xu, Xiaobin Zhang, Lijuan Han, Lin Yuan // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – V. 204. – P. 1–17. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108663.
7. Martyshev D.A., Yurikov A. Evaluation of opening of fractures in the Logovskoye carbonate reservoir, Perm Krai, Russia // *Petroleum Research*. – 2021. – V. 6. – № 2. – P. 137–143. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.11.002.
8. Experimental study on lateral flooding for enhanced oil recovery in bottom-water reservoir with high water cut / Qing You, Quanyi Wen, Jichao Fang, Min Guo // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 174. – P. 747–756.
9. Полякова Н.И., Максимова Ю.А., Зятиков П.Н. Комплексный подход к применению методов анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 91–98. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2853.
10. Streamline tracing and applications in embedded discrete fracture models / Hongquan Chen, Tsubasa Onishi, Feyi Olalotiti-Lawal, Akhil Datta-Gupta // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – V. 188. – 106865. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106865.
11. A fast method of waterflooding performance forecast for large-scale thick carbonate reservoirs / Yong Li, Qi Zhang, Daigang Wang, Benbiao Song, Pengcheng Liu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – V. 192. – 107227. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107227.
12. Xinmin Song, Yong Li. Optimum development options and strategies for water injection development of carbonate reservoirs in the Middle East // *Petroleum Exploration and Development*. – 2018. – V. 45. – № 4. – P. 723–734. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30075-2.
13. Inter-well interferences and their influencing factors during water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoirs / Jing Wang, Wei Zhao, Huiqing Liu, Fangna Liu, Tuozheng Zhang, Liangbin Dou, Xinling Yang, Bo Li // *Petroleum Exploration and Development*. – 2020. – V. 47. – № 5. – P. 1062–1073. DOI: 10.1016/S1876-3804(20)60117-3.
14. The influence of pore structure on water flow in rocks from the Beibu Gulf oil field in China / R. Shen, X. Lei, H.K. Guo, H.T. Zhou, Q. Zhang, H.B. Li // *SOCAR Proceedings*. – 2017. – № 3. – P. 32–38. DOI: 10.5510/OGP20170300321.
15. Чалова П.О. Применение метода Уоррена–Рута для оценки трещиноватости карбонатных коллекторов (на примере турнефаменской залежи Шершневого месторождения) // *Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых*. – 2020. – Т. 1. – С. 143–147.
16. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А., Сохошко С.К. Комплексный подход к анализу реализуемой системы заводнения и ее совершенствованию // *Нефтяное хозяйство*. – 2016. – № 8. – С. 48–51.
17. Cao F., Luo H., Lake L.W. Development of a fully coupled two phase flow-based Capacitance Resistance Model (CRM) // *Society of Petroleum Engineers*. – 2014. – April 12. – DOI: 10.2118/169485-MS.
18. Назарова Л.Н., Пятибратов П.В. Совершенствование технологии заводнения как метод управления разработкой и увеличения нефтеотдачи // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. – 2021. – № 1 (121). – С. 46–54. DOI: 10.33285/1999-6934-2021-1(121)-46-54.
19. Уточнение геолого-гидродинамической модели сложнопостроенной залежи нефти путем комплексного анализа данных / Н.Д. Козырев, А.А. Кочнев, А.Г. Менгалиев и др. // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 164–177. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2866.
20. Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А., Черный К.А. Исследование взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами на основе построения многоуровневых моделей // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2021. – Т. 332. – № 2. – С. 116–126. DOI: 10.18799/24131830/2021/02/3048.
21. Чудинова Д.Ю., Сиднев А.В. Геолого-технические мероприятия по контролю и регулированию разработки месторождений Когальмской группы на завершающей стадии // *Нефтегазовое дело*. – 2016. – № 1. – С. 119–137.
22. Симонов Н.А., Мордвинов В.А. Оценка эффективности системы заводнения карбонатных коллекторов с высоковязкой пластовой нефтью Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // *Нефтяная провинция*. – 2022. – Т. 29. – № 1. – С. 209–222. DOI: 10.25689/NP.2022.1.209-222.

23. Мартюшев Д.А. Экспресс-оценка взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами на турнефаменской залежи озерного месторождения. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15. – № 18. – С. 33–41.
24. Оптимизация системы заводнения в терригенных и карбонатных коллекторах / В.Е. Андреев, Д.Ю. Чудинова, А.П. Чижов, А.В. Чибисов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 4. – С. 42–53.

Поступила: 06.09.2022 г.

Дата рецензирования: 11.10.2022 г.

Информация об авторах

Архипов А.С., магистрант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского горного университета.

Кузьмин М.И., кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского горного университета.

UDC 622.276

INTERACTION OF WELLS AS A METHOD FOR ANALYZING THE EFFECTIVENESS OF A FLOODING SYSTEM ON A CARBONATE TYPE OF RESERVOIR

Alexander S. Arkhipov¹,
xD_59@mail.ru

Maxim I. Kuzmin¹,
Kuzmin.MI@gazpromnft-ntc.ru

¹ Saint Petersburg Mining University,
2, 21 line V.O., Saint Petersburg, 199106, Russia.

The relevance of the study is confirmed by the low degree of recovery of oil reserves concentrated in fractured-pore type carbonate reservoirs. Despite significant levels of compensation for liquid extraction by injection, the energy state of the deposits presented is in an unsatisfactory state. One of the most common methods of increasing oil recovery in the fields is flooding of reservoirs. The existing methods of flooding allow reaching the level of the oil recovery coefficient of no more than 0,3. It is relevant and important to increase the efficiency of the development of such assets in the conditions of an inefficient flooding system, high geological and stratigraphic heterogeneity and low filtration and capacitance properties. The use of mathematical statistics methods regarding the evaluation of the effectiveness of the flooding system has found a response in the works of many scientists today and is a convincing alternative for their implementation in the overall process of improving the quality of work and decisions made.

The main aim of the research is to determine the response time of the liquid extraction reaction to the injection of the agent; based on the calculated values, establish the nature of the hydrodynamic coupling and evaluate the interference between the elements of the flooding system.

Objects: fractured carbonate reservoirs.

Methods: interpretation and isolation of field-geophysical and hydrodynamic studies; computer modeling using the Saphir module of application software (Kappa); mathematical modeling by means of Spearman and Kendall rank correlation.

Results. The use of mathematical statistics methods made it possible to establish the nature of the downhole interference between the elements of the flooding system. The calculated values of the response time of the liquid extraction reaction to the injection of the agent made it possible to increase the convergence of the results. To improve the quality of decision-making on optimization activities for deposits, it was proposed to impose indicators of borehole interference on the map of seismic facies zones. The presented set of methods makes it possible to comprehensively assess the effectiveness of the flooding system when analyzing it on a carbonate type of reservoir.

Key words:

Flooding system, complex carbonate reservoir, reservoir pressure maintenance, current compensation, energy state of the deposit, methods of mathematical statistics, rank correlation.

REFERENCES

- Tetteh J.T., Brady P.V., Ghahfarokhi R.B. Review of low salinity waterflooding in carbonate rocks: mechanisms, investigation techniques, and future directions. *Advances in Colloid and Interface Science*, 2020, vol. 284, pp. 1–30. DOI: 10.1016/j.cis.2020.102253.
- Martyushev D.A. Improving the geological and hydrodynamic model of a carbonate oil object by taking into account the parameter of permeability anisotropy. *Journal of the Mining Institute*, 2020, vol. 243, no. 3, pp. 313–318. In Rus. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313.
- Yang Li, Zhijiang Kang, Zhaojie Xue, Songqing Zheng. Theories and practices of carbonate reservoirs development in China. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, vol. 45, no. 4, pp. 712–722. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30074-0.
- Bo Yang, Juan He, Dongliang Lyu, Hai Tang, Jianjun Zhang, Xiaobo Li, Jinzhou Zhao. Production optimization for water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoir – from laboratory physical model to reservoir operation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 184. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106520.
- Yulong Zhao, Guang Lu, Liehui Zhang, Kun Yang, Xinhua Li, Jianxin Luo. Physical simulation of waterflooding development in large-scale fractured-vuggy reservoir considering filling characteristics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 191, 107328.
- Yiping Wen, Nanjun Lai, Zhaofeng Du, Feiyan Xu, Xiaobin Zhang, Lijuan Han, Lin Yuan. Application of orthogonal experiment method in foam flooding system composition and injection parameter optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 204, pp. 1–17. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108663.
- Martyushev D.A., Yurikov A. Evaluation of opening of fractures in the Logovskoye carbonate reservoir, Perm Krai, Russia. *Petroleum Research*, 2021, vol. 6, no. 2, pp. 137 – 143. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.11.002.
- Qing You, Quanyi Wen, Jichao Fang, Min Guo. Experimental study on lateral flooding for enhanced oil recovery in bottom-water reservoir with high water cut. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 747–756.
- Polyakova N.I., Maksimova Y.A., Zyatikov P.N. An integrated approach to the application of methods for analyzing the effectiveness of the oil reservoir flooding system. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 10, pp. 91–98. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2853.
- Hongquan Chen, Tsubasa Onishi, Feyi Olalotiti-Lawal, Akhil Datta-Gupta. Streamline tracing and applications in embedded discrete fracture models. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 188. pp. 1–20. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106865.
- Yong Li, Qi Zhang, Daigang Wang, Benbiao Song, Pengcheng Liu. A fast method of waterflooding performance forecast for large-scale thick carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 192, pp. 1–11. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107227.
- Xinmin Song, Yong Li. Optimum development options and strategies for water injection development of carbonate reservoirs in the Middle East. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, vol. 45, no. 4, pp. 723–734. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30075-2.
- Jing Wang, Wei Zhao, Huiqing Liu, Fangna Liu, Tuozheng Zhang, Liangbin Dou, Xinling Yang, Bo Li. Inter-well interferences and

- their influencing factors during water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, vol. 47, no. 5, pp. 1062–1073. DOI: 10.1016/S1876-3804(20)60117-3.
14. Shen R., Lei X., Guo H.K., Zhou H.T., Zhang Q., Li H.B. The influence of pore structure on water flow in rocks from the Beibu Gulf oil field in China. *SOCAR Proceedings*, 2017, no. 3, pp. 32–38. DOI: 10.5510/OGP20170300321.
 15. Chalova P.O. Application of the Warren–Root method for assessing fracturing of carbonate reservoirs (on the example of the Turnefamensk deposit of the Shershnevsky deposit). *Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits*, 2020, vol. 1, pp. 143–147. In Rus.
 16. Ankudinov A., Vaganov L.A., Sokhoshko S.K. An integrated approach to the analysis of the implemented flooding system and its improvement. *Oil industry*, 2016, no. 8, pp. 48–51. In Rus.
 17. Cao F., Luo H., Lake L.W. Development of a fully coupled two phase flow-based Capacitance Resistance Model (CRM). *Society of Petroleum Engineers*, 2014. DOI: 10.2118/169485-MS.
 18. Nazarova L.N., Pyatibratov P.V. Improvement of flooding technology as a method of development management and increase of oil recovery. *Equipment and technologies for the oil and gas complex*, 2021, no. 1 (121), pp. 46–54. In Rus. DOI: 10.33285/1999-6934-2021-1(121)-46-54.
 19. Kozyrev N.D., Kochnev A.A., Mengaliev A.G. Refinement of the geological and hydrodynamic model of a complex oil deposit by complex data analysis. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 10, pp.164–177. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2866.
 20. Ponomareva I.N., Martyshev D.A., Cherny K.A. Investigation of the interaction between injection and production wells based on the construction of multilevel models. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 2, pp. 116–126. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2021/02/3048.
 21. Chudinova D.Yu., Sidnev A.V. Geological and technical measures to control and regulate the development of deposits of the Kogalym group at the final stage. *Oil and gas business*, 2016, no. 1, pp. 119–137. In Rus.
 22. Simonov N.A., Mordvinov V.A. Evaluation of the effectiveness of the flooding system of carbonate reservoirs with high-viscosity reservoir oil of the Volga-Ural oil and gas province. *Oil province*, 2022, no. 1 (29), pp. 209–222. In Rus. DOI: 10.25689/NP.2022.1.209-222.
 23. Martyshev D.A. Express assessment of the interaction between producing and injection wells at the Tourne-Famenskoye deposit of the Ozeroye field. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining*, 2016, vol. 15, no. 18, pp. 33–41. In Rus.
 24. Andreev V.E., Chudinova D.Yu., Chizhov A.P., Chibisov A.V. Optimization of the flooding system in terrigenous and carbonate reservoirs. *Problems of collection, preparation and transport of oil and petroleum products*, 2016, no. 4, pp. 42–53.

Received: 6 September 2022.

Reviewed: 11 October 2022.

Information about the authors

Alexander S. Arkhipov, master's student, Saint Petersburg Mining University.

Maxim I. Kuzmin, Cand. Sc., associate professor Saint Petersburg Mining University.