

УДК 622.276.43

Исследование изменения характера взаимодействия скважин процессе заводнения

Д. К. Сагитов

Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Россия
e-mail: sagitovdk@inbox.ru

Аннотация. Исследование причин изменения эффективности системы поддержания пластового давления по уровню взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин является актуальной и недостаточно изученной проблемой, особенно в аспекте причин затухания устойчивых связей между взаимодействующими скважинами. По результатам расчета коэффициента парной корреляции Спирмена проведена оценка причин изменения характера взаимодействия скважин в процессе заводнения на различных этапах. Выявлены четыре характерные зоны взаимодействия, определяемые периодами формирования фронта вытеснения.

Ключевые слова: взаимовлияние скважин; взаимодействие скважин; причины обводнения; фронт вытеснения; коэффициент Спирмена

Studying of changes in the interaction of well during the water injection process

Damir K. Sagitov

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia
e-mail: sagitovdk@inbox.ru

Abstract. The study of the causes of changes in the effectiveness of the reservoir pressure maintenance system in terms of the interaction of injection and production wells is an important and insufficiently studied problem, especially in terms of the causes of the attenuation of stable connections between the interacting wells. Based on the results of the calculation of the Spearman pair correlation coefficient, the reasons for the change in the interaction of wells during the flooding process at various stages were estimated. Of particular interest are identified four characteristic interactions, which are determined by the periods of formation of the displacement front.

Key words: interaction of wells; interference of wells; water-cut factors; displacement front; Spearman correlation coefficient

Введение

Актуальной задачей при разработке нефтяных месторождений является оценка изменения эффективности системы поддержания пластового давления по уровню взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин на различных этапах разработки нефтяных месторождений [1–15].

Известны различные способы оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин, такие как трассерные исследования меченой жидкостью, гидропрослушивание, частотные исследования изменения обводненности от изменения объемов закачки, построение корреляционных зависимостей [16–18]. Одним из таких известных способов является метод парной корреляции рангов Спирмена [19].

Объект и методы исследования. Экспериментальная часть

Метод Спирмена, как и прочие методы оценки взаимовлияния, характеризуется своими преимуществами и недостатками.

- Преимущества: простота и дешевизна исследования с возможностью автоматизации и охвата всего фонда скважин за всю историю разработки с применением системы поддержания пластового давления (в отличие от дорогостоящих, локальных и единовременных трассерных исследований);
- Недостаток: субъективизм выбора интервала исследования, зависящий от интерпретатора и влияющий на результат оценки, вследствие чего данный метод используется как второстепенный. Но действительно ли это недостаток, как может показаться на первый взгляд, или этому есть закономерные объяснения.

Исследования с применением данного метода по различным парам скважин в различные периоды их взаимодействия (начало эксплуатации, период подхода фронта вытеснения, период нарастания и стабилизации обводнения) давали различные результаты по уровню и характеру (прямая/обратная связь) взаимодействия скважин, что приводило в замешательство и ставило под сомнение работоспособность метода в начале исследования.

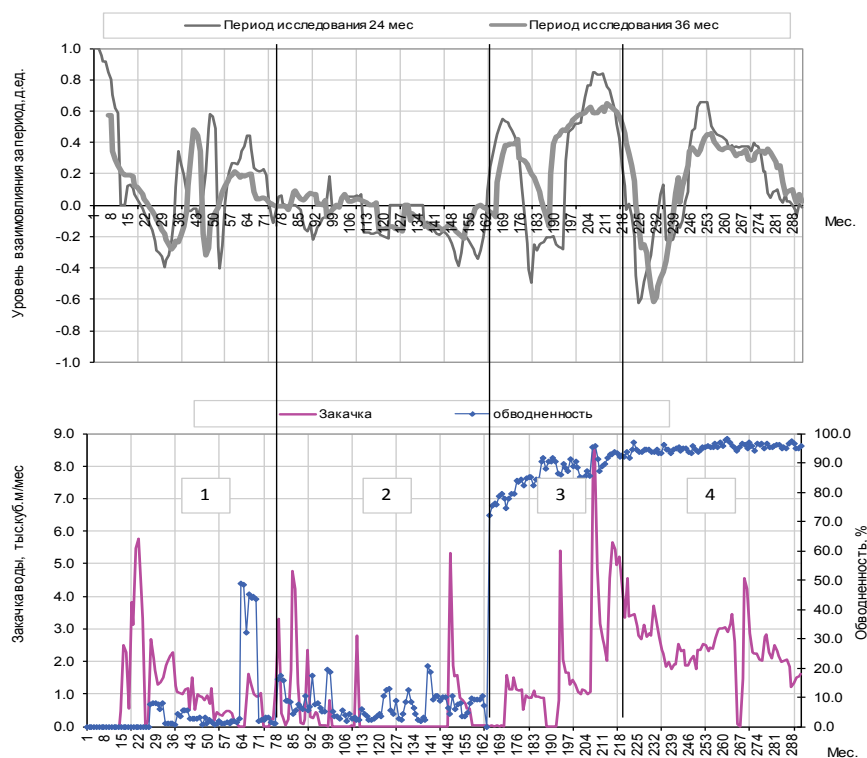


Рис. 1. Обобщенный пример получаемых результатов по уровню взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин по истории разработки при сопоставлении обводненности и объемов закачки при резком обводнении продукции (выделены четыре характерных периода)

Результаты. Обсуждение

В результате детального изучения и сопоставления получаемых результатов для различных периодов (24 и 36 месяцев) по залежам Шегурчинского нефтяного месторождения [20, 21] был выявлен ряд значимых закономерностей (рис. 1 и 2, обобщенные примеры для случаев с резким и постепенным обводнением продукции).

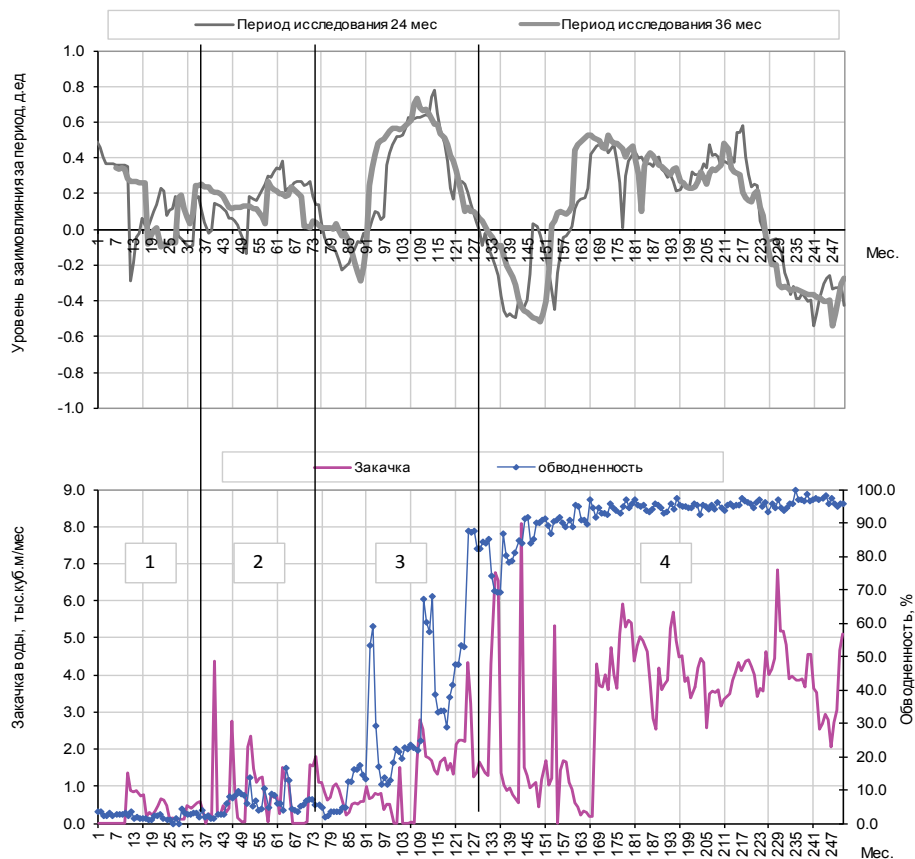


Рис. 2. Обобщенный пример получаемых результатов по уровню взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин по истории разработки при сопоставлении обводненности и объемов закачки при постепенном обводнении продукции (выделены четыре характерных периода)

1. В начальный, безводный период работы скважин (до 10 % обводнения продукции) в большинстве случаев наблюдается неустойчивая прямая резко меняющаяся на обратную «слабая» по шкале Чеддока [19] связь между изменением уровня закачки по соседней нагнетательной и всплесками обводнения в добывающей скважинах (коэффициент Спирмена в пределах от $-0,3$ до $+0,3$), что объясняется положительным влиянием заводнения и формированием равномерного фронта вытеснения. Пластовое давление растет, при этом наблюдается активное подтягивание низкопроницаемой нефтенасыщенной части разреза.

2. В конце безводного периода (обводненность от 10 до 20 %) наблюдается снижение уровня взаимодействия скважин, оцениваемого коэффициентом Спирмена, и значения принимают как положительные, так и отрицательные величины в пределах от $-0,15$ до $+0,15$, что объясняется переформированием формы фронта вытеснения по направлению к добывающей скважине при подходе воды по наибо-

лее проницаемому пропластку. Периодически происходит отключение и подключение низкопроницаемых нефтенасыщенных пропластков.

3. В период после подхода фронта вытеснения, когда обводненность резко возрастает до 45–75 %, что соответствует обводнению наиболее продуктивной части разреза. Коэффициент Спирмена в среднем принимает положительные значения в диапазоне от +0,35 до +0,75, что указывает на прямую связь изменения обводненности и объемов закачки. Опытным путем подмечено, что смещение исследуемого диапазона по нагнетательной скважине на один месяц раньше (до прорыва воды) позволяет повысить коэффициент Спирмена на 5 % за счет учета скорости преодоления водой межскважинного пространства.

4. Период стабилизации высокого уровня обводнения характеризуется снижением (притуплением) уровня взаимодействия, а иногда и его непродолжительным обращением в устойчивую обратную взаимосвязь. Коэффициент Спирмена большую часть водного периода фиксируется в положительном диапазоне, но, как правило, на 10–20 % ниже, чем в момент резкого роста обводнения.

Выводы

1. Изменение исследуемого исторического периода взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин позволило провести анализ причин изменения параметра (коэффициент парной корреляции Спирмена).

2. Выявлена закономерность изменения коэффициента парной корреляции Спирмена по истории разработки в зависимости от изменения обводненности продукции реагирующих на закачку добывающих скважин.

3. Выделены четыре характерных периода взаимодействия скважин в зависимости от уровня обводнения продукции.

4. Оценены средние характерные диапазоны изменения коэффициента парной корреляции Спирмена, и на их основе даны интерпретации зафиксированного явления изменения уровня взаимодействия пары нагнетательной и добывающей скважин по истории совместной работы.

5. Полученные результаты можно использовать для оценки изменения эффективности системы поддержания пластового давления по локальным участкам на различных этапах разработки с целью адресного регулирования системы заводнения.

Библиографический список

1. Техничко-технологические системы реализации водогазового воздействия на пласты / Р. В. Вафин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 6. – С. 32–38.
2. Тазиев М. М., Сагитов Д. К. Методические основы прогнозирования динамики процесса обводнения добывающих скважин на основе промысловой геолого-технической информации о строении эксплуатируемых объектов и режимах работы скважин // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 12. – С. 25–29.
3. Способы оценки эффективности формирования системы заводнения на объекте Западно-Усть-Балыкского месторождения / В. А. Проскурин [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – № 6. – С. 36–38.
4. Сагитов Д. К. Определение преимущественного направления фильтрации закачиваемых вод // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 4. – С. 11–14.
5. Сагитов Д. К. Вовлечение в разработку слабодренлируемых запасов нефти регулированием заводнения // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 5. – С. 24–26.
6. Сагитов Д. К., Хальзов А. А., Лепихин В. А. Оперативная коррекция компенсации отборов закачкой на нефтяных месторождениях // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 26–28.
7. Сарваретдинов Р. Г., Сагитов Д. К. Использование геолого-математической модели пласта при сопоставлении средних значений пористости и проницаемости различных по

неоднородности пластов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2008. – № 10. – С. 15–20.

8. Владимиров И. В., Тазиев М. М., Чукашев В. Н. Оптимизация системы заводнения водонефтяных зон нефтяных залежей // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 1. – С. 30–37.

9. Обоснование применения в карбонатных коллекторах потокоотклоняющих технологий на основе кислотных гелеобразующих составов / М. К. Рогачев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С. 129–131.

10. Хлебников В. Н., Ленченкова Л. Е. Гелеобразующие композиции для нефтедобычи // Башкирский химический журнал. – 1997. – Т. 4, № 1. – С. 50–54.

11. Комплексный подход к разработке дизайна кислотных обработок скважин месторождения им. Р. Требса / А. Е. Фоломеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 72–75.

12. Чеботарев А. В., Шагалин Р. Р., Якубов Р. Н. Оценка доли эффективной толщины пласта по результатам геофизических исследований скважин турнейского яруса месторождений западного Башкортостана // Промысловая геофизика: проблемы и перспективы: 5-я молодежная науч.-практ. конф.: сб. докл. ОАО «Башнефтегеофизика». – Уфа, 2011. – С. 136–140.

13. Современные представления об интенсификации добычи нефти из неоднородных обводненных карбонатных коллекторов / А. В. Лысенков [и др.] // Сервисные услуги в добыче нефти: материалы науч.-техн. конференции. – Уфа: УГНТУ, 2014. – С. 92–96.

14. Особенности и перспективы разработки карбонатных коллекторов / А. В. Лысенков [и др.] // Сервисные услуги в добыче нефти: материалы науч.-техн. конф. – Уфа: УГНТУ, 2014. – С. 97–102.

15. Особенности разработки залежей нефти, осложненных тектоническими нарушениями / Ф. С. Салимов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 4. – С. 25–32.

16. Оценка степени взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин методом распознавания образов по истории их эксплуатации / Д. К. Сагитов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 35–37.

17. Частотный анализ взаимовлияния соседних скважин по изменению объемов закачки и обводненности продукции по истории эксплуатации / С. Х. Абдульмянов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 11. – С. 20–24.

18. Прогнозирование остаточных дренируемых запасов нефти скважины по частотной изменчивости процесса обводнения / И. Р. Сафиуллин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 4. – С. 5–9.

19. Математическая энциклопедия. В 5 т. / Под ред. И. М. Виноградова. – М.: Советская энциклопедия, 1977–1985.

20. Андаева Е. А. Разработка метода оперативного контроля состояния призабойной зоны добывающих скважин: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2018. – 123 с.

21. Андаева Е. А., Лысенков А. В. Разработка метода оперативного контроля состояния призабойной зоны добывающих скважин (на примере месторождений НГДУ «Ямашнефть») // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16, № 4. – С. 68–78. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-4-68-78

Сведения об авторе

Сагитов Дамир Камбирович, д. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, e-mail: sagitovdk@inbox.ru

Information about the author

Damir K. Sagitov, Doctor of Engineering, Associate Professor at the Department of the Development and Operation of Oil and Oil-Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, e-mail: sagitovdk@inbox.ru