

УДК 622.276.432

**О ВОЗМОЖНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ЗАКАЧКИ
НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВОСТОЧНО-
ЛЕНИНОГОРСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

¹ Л.Г. Рахмаев, ² Р.Х. Низаев, ³ Ю.А. Гуторов

¹НГДУ «Азнакаевскнефть», аспирант УГНТУ

² Институт «ТатНИПИнефть»

³ РКНТЦ - "Нефтяная долина"

**OPTIMIZATION OF WATER INJECTION SCHEDULE IN
ROMASHKINSKOYE OILFIELD, EAST-LENINOGORSKAYA AREA**

¹L.G. Rakhmaev, ²R.Kh. Nizaev, ³Yu.A. Gutorov

¹NGDU Aznakaevskneft

²TatNIPIneft Institute

³R&D Center Neftyanaya Dolina

E-mail: azn09sg@tatneft.ru

Аннотация. В статье представлен анализ динамики работы объектов разработки Восточно-Лениногорской площади Ромашкинского месторождения. Исследовано влияние величины приемистости нагнетательных скважин на продуктивность добывающего фонда. Исследованы направления фильтрационных потоков и заколонной циркуляции на эффективность системы поддержания пластового давления (ППД).

Авторы отмечают необходимость решения следующих задач для совершенствования системы поддержания пластового давления как технологии выработки запасов на поздней стадии разработки:

- изучение особенностей геолого-физических и геолого-промысловых характеристик девонских коллекторов Ромашкинского месторождения;
- оценка технологической эффективности системы ППД при разработке Восточно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения;
- исследование влияния режима закачки на продуктивность реагирующих добывающих скважин;
- разработка рекомендаций по управлению режимом закачки с целью обеспечения охвата пласта воздействием;
- исследование влияния заколонной циркуляции (ЗКЦ) на режим работы нагнетательных скважин. Разработка рекомендаций по предотвращению ЗКЦ.

Abstract. This paper analyzes productive reservoir performance in the East-Leninogorskaya Area of the Romashkinskoye oil field. The effect of well injectivity on deliverability of producing wells has been examined, as well as the effect of fluid flow direction and behind-the-casing flow on flood pattern efficiency.

To improve water-flooding pattern used for reservoir pressure maintenance in mature fields, the following issues need to be addressed:

- study of Devonian reservoir characteristics and parameters in the Romashkinskoye oilfield;
- evaluation of water-flooding pattern efficiency used in the East-Leninogorskaya Area;
- analyzing the effect of water injection schedule on deliverability of producers;
- drawing up guidelines for water injection control to enhance sweep efficiency;
- analyzing the effect of behind-the-casing flow on injection well operation. Drawing up guidelines for prevention of behind-the-casing flow.

Ключевые слова: поддержание пластового давления, фильтрационный поток, приемистость нагнетательных скважин, объект разработки, заколонная циркуляция, коэффициент извлечения нефти, коэффициент эффективности закачки, коэффициент использования воды, коэффициент промывки, анизотропия.

Key words: reservoir pressure maintenance, fluid flow, well injectivity, productive formation, behind-the-casing flow, oil recovery, water injection efficiency, water use ratio, anisotropy

По мере снижения запаса упругой энергии пластов-коллекторов перед нефтяными компаниями остро встал вопрос о поддержании пластового давления. В результате было принято решение о реализации концепции поддержания пластового давления (ППД) закачкой воды, как наиболее простой и экономически обоснованной [1]. Ряды нагнетательных скважин, расположенных за контуром нефтеносности, должны были обеспечить высокую степень охвата пласта заводнением, позволяющую достичь оптимальных пластовых давлений и вытеснение нефти к забоям добывающих скважин. Однако высокая степень неоднородности ФЕС пластов-коллекторов создает препятствия для эффективной фильтрации нагнетаемого агента, снижая коэффициент вытеснения нефти водой. В пласте создаются промытые каналы, в которые происходит фильтрация основного объема закачиваемой воды. Те же области пластов-коллекторов, которые не охвачены заводнением, характеризуются, как правило, низкой проницаемостью и сравнительно высокой остаточной нефтенасыщенностью.

Технология ППД должна быть организована таким образом, чтобы обеспечить максимальную выработку запасов из областей пластов-коллекторов с низкими ФЕС. Для исследования эффективного решения

этой проблемы нами была выбрана Восточно-Ленинградская площадь Ромашкинского месторождения.

Изучаемыми объектами разработки (ОР) на Восточно-Ленинградской площади являются терригенные коллектора. Геолого-физические характеристики этих продуктивных отложений Восточно-Ленинградской площади представлены в табл. 1 [2].

Из табл. 2 видно, что изучаемые объекты разработки отличаются значительной степенью сложности и неоднородности коллекторских литолого-физических свойств, как по простиранию, так и по глубине, что не могло не отразиться на геолого-физических свойствах каждого из пяти эксплуатационных блоков [2].

Таблица 1

Геолого-физические характеристики продуктивных отложений Восточно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения

| Параметры | Пашийский |
|---|--------------------------|
| Год открытия | 1947 |
| Год ввода в разработку | 1967 |
| Стратиграфический возраст | девон |
| Средняя глубина залегания, м | 1750 |
| Тип залежи | многопластовая, сводовая |
| Тип коллектора | терригенный |
| Площадь нефтеносности, тыс. м ² | 136440 |
| Средняя общая толщина, м | 33,8 |
| Средняя эффектив. нефтенас. толщина, м | 8,1 |
| Средняя эффектив. водонас. толщина, м | |
| Пористость, % | 22,5 |
| Средняя нефтенасыщенность, доли ед. | 0,801 |
| Проницаемость, мкм ² | 0,554 |
| Коэффициент песчаности, доли ед. | 0,542 |
| Коэффициент расчлененности, доли ед. | 4,393 |
| Начальная пластовая температура, T ⁰ С | 40 |
| Начальное пластовое давление, МПа | 17,5 |
| Абсолютная отметка ВНК, м | 1488,5 |

Таблица 2

Геолого-физические свойства блоков Восточно-Лениногорской площади [1]

| № блока | Вероятность вскрытия коллектора | Коэффициент выдержанности | Коэффициент сложности | Коэффициент расчлененности | Коэффициент песчанистости |
|---------|---------------------------------|---------------------------|-----------------------|----------------------------|---------------------------|
| 1 | 0,664 | 0,719 | 8,27 | 3,21 | 0,481 |
| 2 | 0,613 | 0,672 | 8,53 | 3,3 | 0,493 |
| 3 | 0,633 | 0,681 | 8,72 | 3,45 | 0,521 |
| 4 | 0,532 | 0,556 | 9,33 | 4,21 | 0,533 |
| 5 | 0,482 | 0,512 | 10,21 | 4,81 | 0,552 |

В основу генеральной схемы разработки Восточно-Лениногорской площади положен принцип расчленения её продуктивного объекта (Д1) на пять блоков, каждый из которых представляет собою самостоятельный объект разработки (рис. 1).

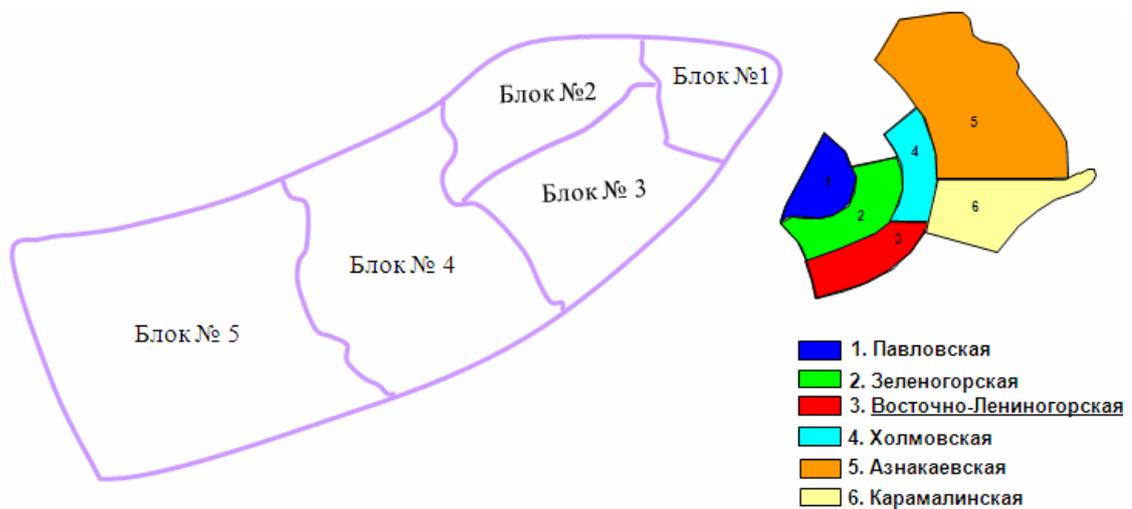


Рис. 1. Карта-схема Восточно-Лениногорской площади Ромашкинского месторождения [1]

В процессе исследования влияния системы ППД на эффективность разработки эксплуатационных блоков собрана и проанализирована совокупность данных по пяти блокам Восточно-Лениногорской площади, полученных за период с 2006 по 2014 годы. Изучено влияние таких параметров, как:

– коэффициент эффективности закачки (КЭЗ) - величина, равная

отношению текущего объема добытой нефти ($Q_{н\ доб}$) к текущему объему закаченной воды ($Q_{в\ зак}$) (рис.2);

- коэффициент использования воды (КИВ) - величина, равная отношению текущего объема добытой воды ($Q_{в\ доб}$) к текущему объему закаченной воды ($Q_{в\ зак}$) (рис. 3);
- коэффициент промывки (КП) - величина, равная отношению текущего объема закаченной воды ($Q_{в\ зак}$) к величине извлекаемых запасов ($Q_{низ}$) (рис. 4);

Результаты, отображающие динамику КЭЗ по каждому из пяти блоков с 2006 по 2014 годы приведены на рис. 2.

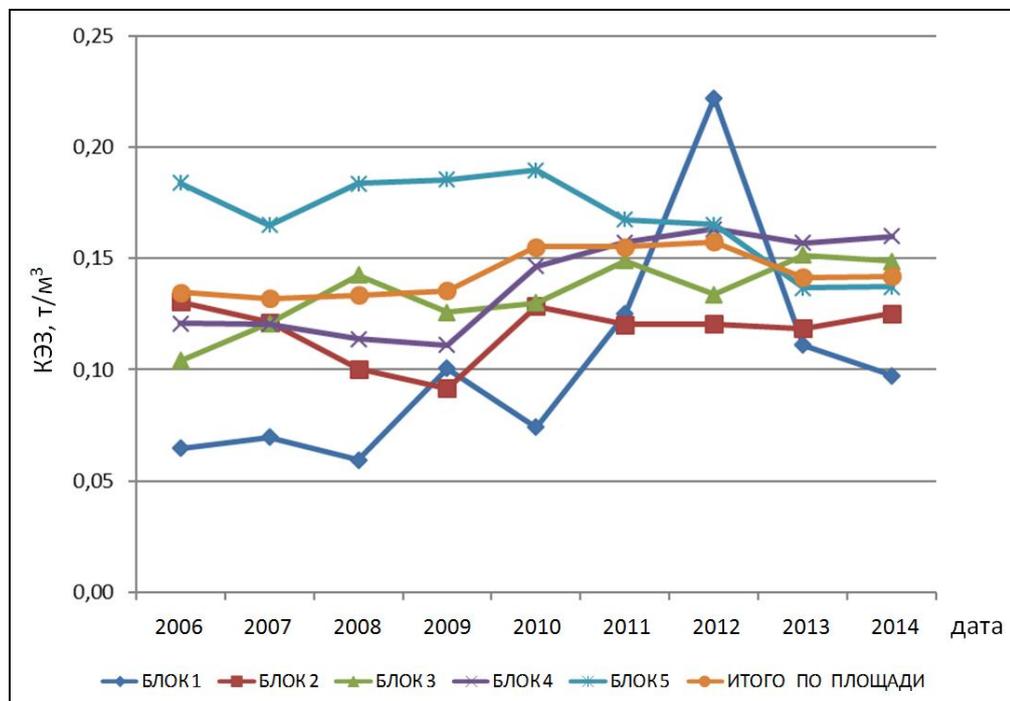


Рис. 2. Динамика КЭЗ по блокам Восточно-Лениногорской площади с 2006 по 2014 годы [3]

Из приведенных графиков видно, что за указанный период коэффициент эффективности закачки (КЭЗ) по отдельным блокам является постоянно меняющимся параметром. Так, если по блоку 5 КЭЗ имел тенденцию постоянного незначительного снижения, то по остальным блокам наблюдалась тенденция его роста.

Подобное поведение КЭЗ в течение относительно короткого периода времени разработки Восточно-Ленинградской площади (8 лет) является признаком отсутствия стабильности в работе как системы ППД, так и системы добычи.

Результаты, отражающие динамику коэффициента использования воды (КИВ) по каждому блоку Восточно-Ленинградской площади за тот же период, приведены на рис. 3. Из графиков видно, что по блокам 1, 2 и 4 существует тенденция устойчивого роста КИВ.

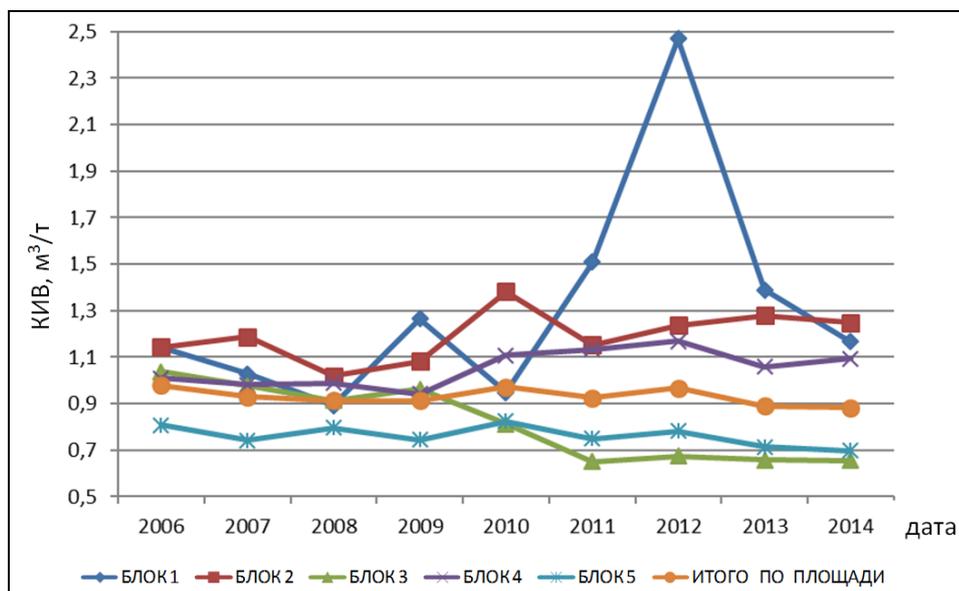


Рис. 3. Динамика КИВ (коэффициента использования воды) по блокам Восточно-Ленинградской площади с 2006 по 2014 годы [3]

В то же время, по блоку 3 и площади в целом наблюдается тенденция устойчивого снижения упомянутого параметра. По блоку 1 имеет место резкая смена роста КИВ его значительным падением. Необходимо отметить, что подобная смена знака поведения этого параметра приходится на 2012 год. Графики на рис. 3 хорошо коррелируются с поведением графиков КЭЗ для тех же блоков (рис. 2). А это, в свою очередь, подтверждает взаимосвязь этих двух параметров: с ростом КИВ повышается КЭЗ, а с его падением - снижается и КЭЗ. Таким образом, любой из этих параметров может служить одним из критериев оценки

эффективности работы системы ППД относительно её влияния на процесс выработки запасов.

Результаты, иллюстрирующие динамику текущего КИН от величины коэффициента промывки (КП) приведены на рис. 4. Из графиков видно, что они отражают тенденцию роста текущего КИН за период с 2006 по 2014 годы. При этом обращает на себя внимание, что по некоторым блокам тенденция роста текущего КИН практически замедлилась (достигла предела) (блоки 1, 2), а по остальным - рост еще сохраняется, но в разной степени (рис. 4).

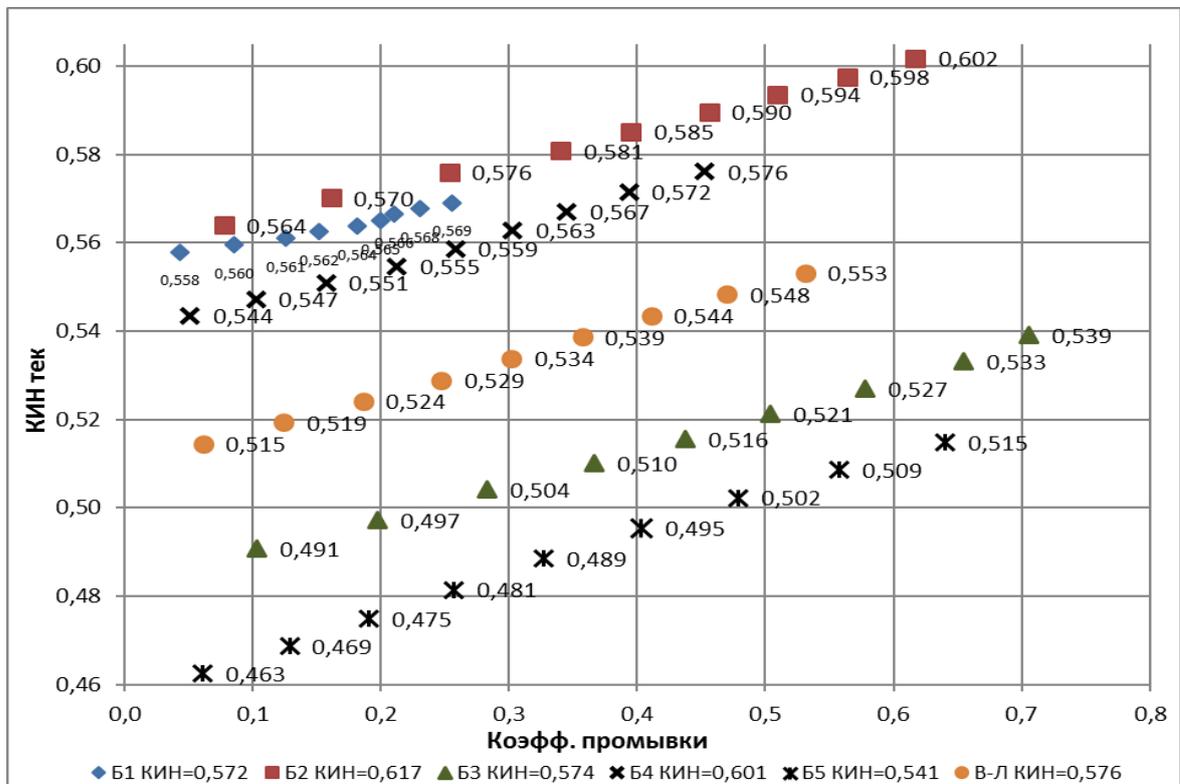


Рис. 4. Зависимость величины текущего КИН от коэффициента промывки по блокам Восточно-Лениногорской площади с 2006 по 2014 годы [3]

Оценка величины отставания текущего КИН от проектного значения приведена на рис. 5. В зависимости от величины расхождения фактического и проектного КИН, объекты разработки, приведенные на рис. 5 можно условно разбить на 3 группы, в зависимости от средней величины установленного расхождения:

Группа 1 – характеризуется расхождением в пределах 2,5 %;

Группа 2 – характеризуется расхождением в пределах 5 %;

Группа 3 – характеризуется расхождением свыше 6 %.

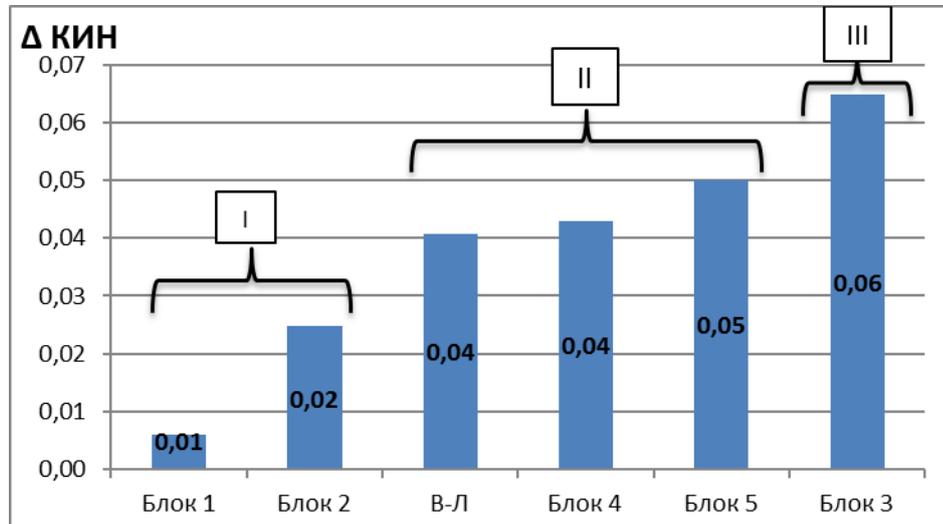


Рис. 5. Расхождение фактического КИН от проектного по блокам Восточно-Ленинградской площади (В-Л – усредненный параметр по 5 блокам) [3]

Разбивка на группы позволяет выделить проблемные блоки, где проявления анизотропных свойств пласта стали наиболее отчетливые, что привело к «реструктуризации запасов» из категории «стандартных» в «трудноизвлекаемые» (ТРИЗ). Выделенным блокам необходимо уделить особое внимание с точки зрения снижения техногенных факторов, ухудшающих систему разработки. Так, например, полученные результаты позволяют сделать вывод, что проект разработки блока 3 Восточно-Ленинградской площади требует существенного пересмотра.

На рис. 6 приведена зависимость величины расхождения между текущим и проектным КИН для каждого из пяти блоков от коэффициента промывки. Из данной зависимости следует, что имеется тесная корреляционная связь между величиной коэффициента промывки и величиной расхождения КИН для подавляющего большинства из пяти блоков (1,2,3,4 и площади в целом), исключение составляет блок 5, что требует дополнительного изучения причин его аномального поведения.

Таким образом, группирование блоков Восточно-Ленинградской площади по величине расхождения текущего и проектного КИН позволяет выявить проблемные блоки, требующие дополнительного изучения с целью обеспечения более эффективной их разработки.

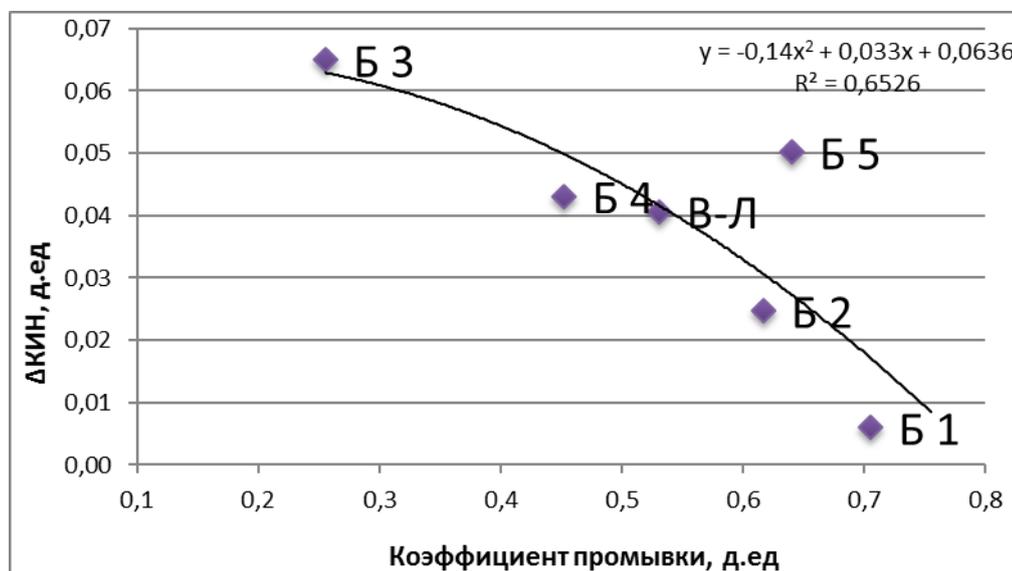


Рис. 6. Зависимость величины расхождения фактического и планового КИН от Коэффициента промывки по блокам Восточно-Ленинградской площади [3]

Четвертая стадия разработки, на которой находится Ромашкинское месторождение, требует непрерывной и стабильной работы системы ППД. С целью не допущения спада пластового давления по отдельно взятым блокам объектов разработки, на промыслах добычи нефти и газа стремятся как можно больше увеличивать приемистость нагнетательных скважин, часто не задаваясь вопросом «как реагирует режим закачки на режим работы добывающих скважин?»

В нефтегазодобывающих компаниях с разветвленной системой нагнетательных скважин основным показателем технологической эффективности работы системы ППД является степень компенсации «отбор-закачка» и техническое состояние технологического оборудования (состояние обсадных колонн, манифольдных линий, устьевых запорных устройств, насосов и т.д.), что учитывается при оценке технологической

эффективности системы ППД.

Комплекс исследований [4, 5, 6] статистических величин влияния объемов закачки на дебит нефти из реагирующих скважин (рисунки 7, 8, 9, 10) показал, что этот процесс является многофакторным и в существенной степени зависит от анизотропии горных пород по проницаемости, который проявляется не сразу, а при определенных режимах закачки воды в нагнетательные скважины. А это, в конечном счете, приводит к смене направлений фильтрационных потоков в объекте нагнетания и, как следствие, к изменению обводненности добываемой продукции.

Анализ корреляционно-статистических зависимостей (см. рис. 7-10) позволил обосновать наличие для каждого конкретного участка месторождения границы «оптимального объема закачки воды» (ООЗ), при котором достигается технолого-геологическая эффективность очага заводнения. Отклонение режима работы от границ упомянутого параметра приводит к ухудшению режима эксплуатации, зачастую сопровождающегося ростом обводненности добываемой продукции и снижением среднего дебита нефти в соседних реагирующих скважинах.

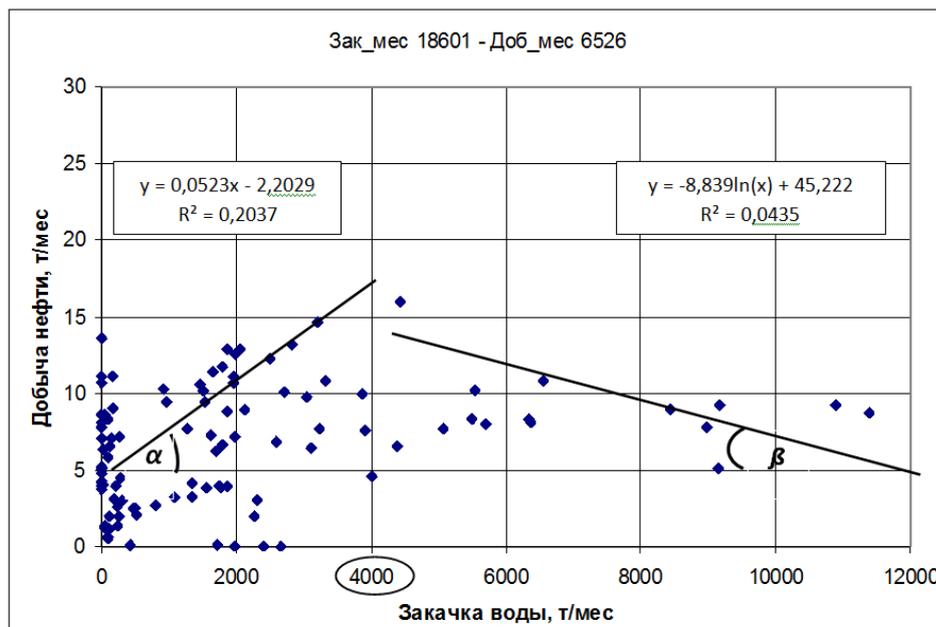


Рис. 7. Корреляционно-статистическая зависимость добычи с реагирующей скважины 6526 от закачки в очаговую нагнетательную скважину 18601

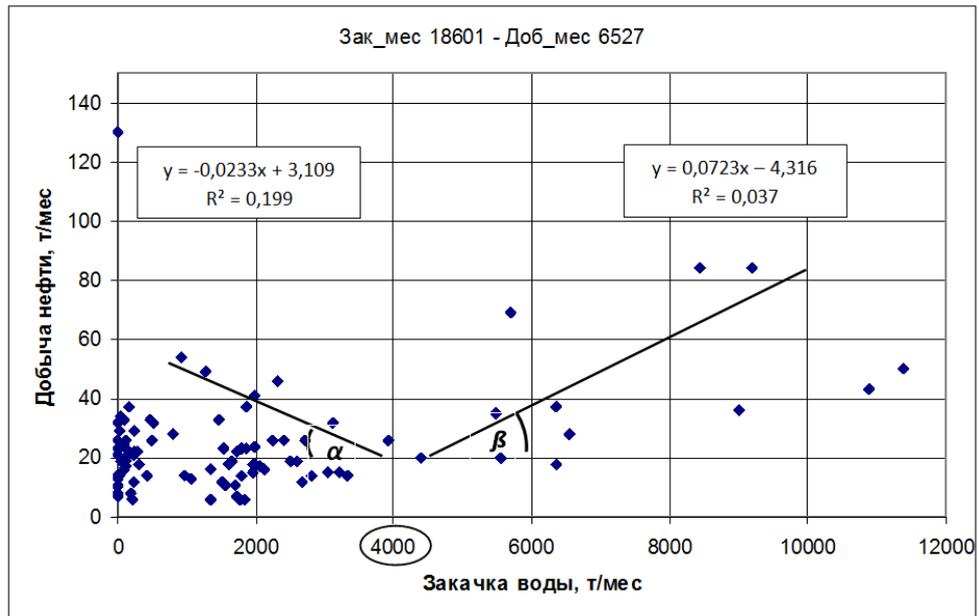


Рис. 8. Корреляционно-статистическая зависимость добычи с реагирующей скважины 6527 от закачки в очаговую нагнетательную скважину 18601

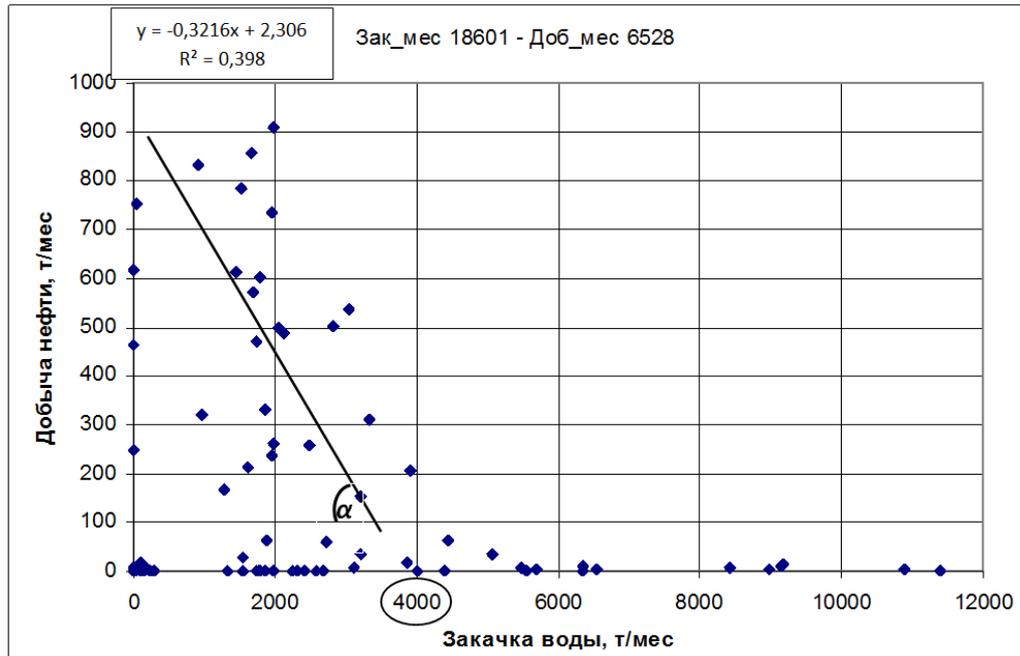


Рис. 9. Корреляционно-статистическая зависимость добычи с реагирующей скважины 6528 от закачки в очаговую нагнетательную скважину 18601

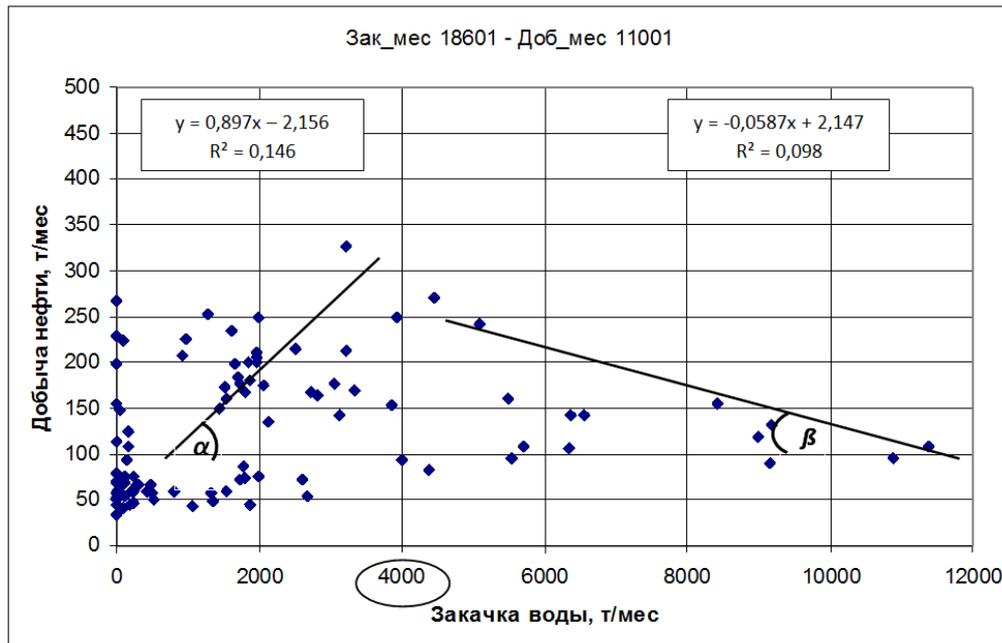


Рис. 10. Корреляционно-статистическая зависимость добычи с реагирующей скважины 11001 от закачки в очаговую нагнетательную скважину 18601

При этом обращает на себя внимание, что для каждого отдельного участка заводнения существует определенное значение ООЗ. Например, для нагнетательной скважины 18601 – это около 4000 т/мес. (см. рис. 7-10) [7].

Необходимо отметить, что упомянутый выше параметр является «границей ООЗ» или «точкой инверсии» перехода положительного влияния закачки на отрицательную (и/или наоборот).

С помощью компьютерных вычислений можно определить коэффициенты корреляции значений месячной добычи и закачки (см. рис. 7-10) [7], характеризующие скалярные величины векторов направлений фильтрационных потоков до (α) и после (β) «границы ООЗ».

Построенные на основе полученных значений векторные диаграммы направлений фильтрационных потоков могут служить характеристикой высокой степени анизотропии проницаемости по участкам заводнения (рис. 11 а, б, в, г). При этом можно установить, что по некоторым ячейкам в соответствующей очаговой (нагнетательной) скважине проявление

анизотропии пласта приводит к резкой смене направления фильтрационных потоков, сопровождаемой, как правило, ростом обводненности добываемой продукции (рис. 11 а, в).

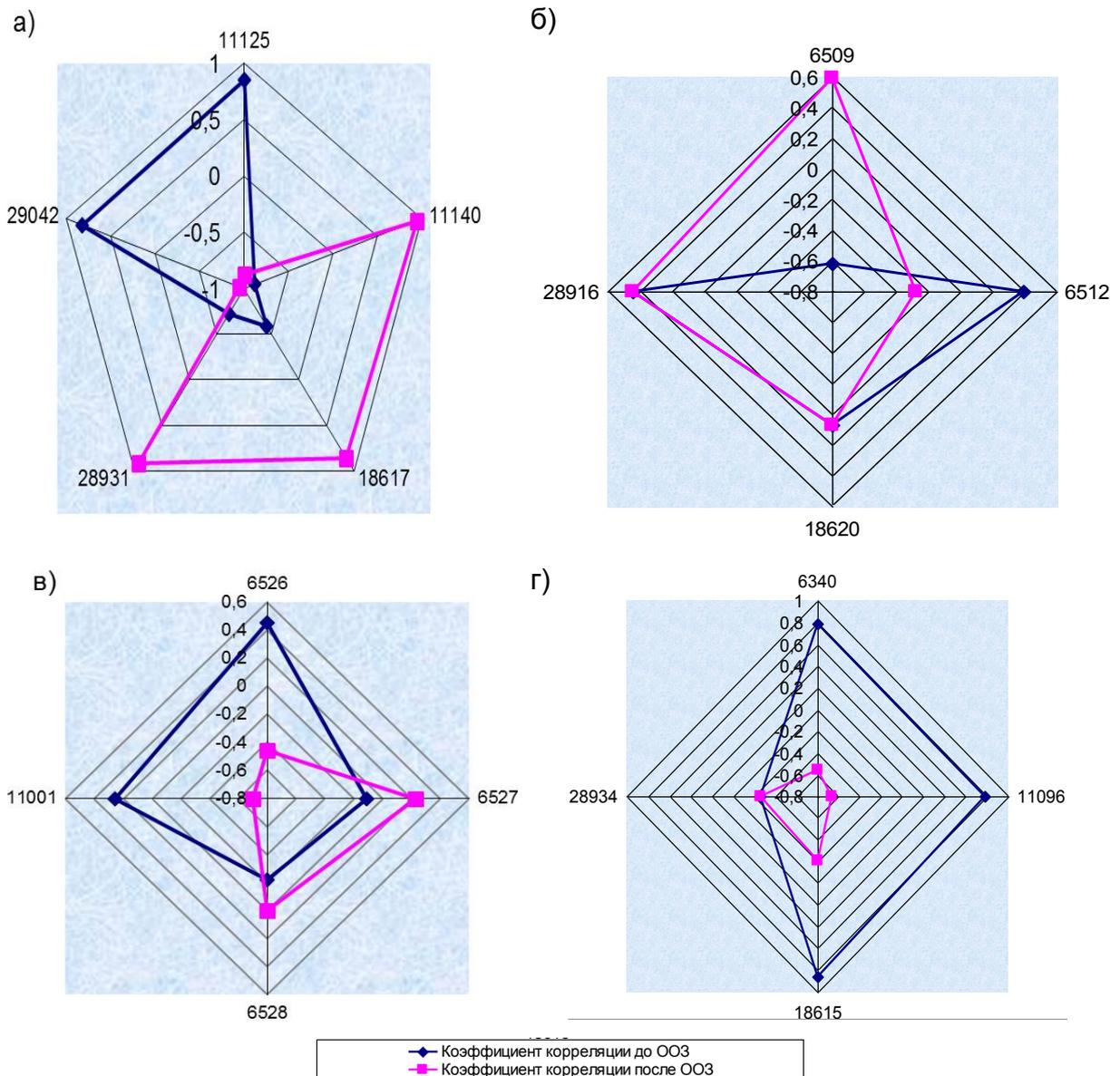


Рис. 11. Векторные диаграммы направлений фильтрационных потоков по участкам нагнетательных скважин 6421 (а), 6511 (б), 18601 (в) и 28936 (г) [6, 7]

Рассмотрим, для примера, другой участок месторождения с нагнетательной скважиной 6421 (см. рис. 12).

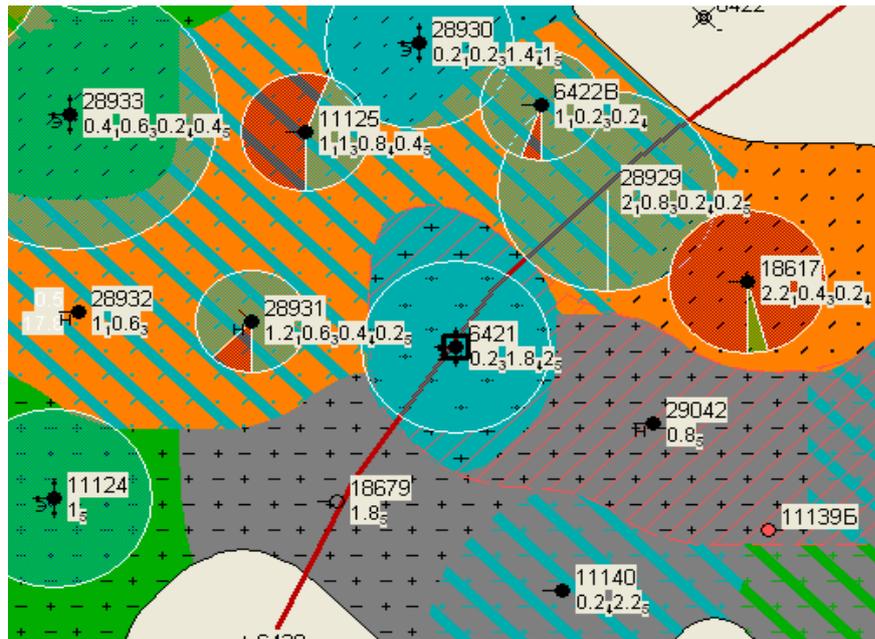


Рис. 12. Выкопировка из карты разработки по участку скважины 6421 [6]

Из приведенной на рис. 12 карты разработки видно, что реагирующие скважины расположены на относительно равной удаленности от очага заводнения 6421. Исследования корреляционно-статистических зависимостей позволили определить, что «граница ООЗ» очага составляет 400 т/мес. На основе определения коэффициентов корреляции и построения на их основе векторных диаграмм направлений фильтрационных потоков до и после «границы ООЗ», можно сделать следующие выводы:

- до «границы ООЗ» закачка направлена на увеличение дебита по реагирующим скважинам 11125 и 29042, а по скважинам 11140, 28931 и 18617 прослеживается не эффективный охват пласта заводнением и, как следствие, рост обводненности продукции. После того, как объем закачки начинает превышать «границу ООЗ», ситуация меняется. Основной фронт вытеснения направлен на увеличение дебита по скважинам 11140, 28931 и 18617, а по направлению к скважинам 11125 и 29042 происходит образование «языков обводнения», что обусловлено опережающей фильтрацией нагнетаемого агента по открывшимся естественным

трещинам. Подобное поведение фильтрации, вызванное высокой степенью анизотропии, является признаком проявления на каждом участке очага заводнения «обратимого техногенного гидравлического разрыва пласта». Подобно как в технологии ГРП, разрыв пласта происходит в тот момент, когда объем закачиваемого агента начинает превышать его предельный объем поглощения пластом (участком пласта), в нем открываются дополнительные проницаемые каналы в ранее не фильтруемых зонах, оказывая влияние на реагирующие скважины.

Известно, что радиальный приток жидкости к отдельной скважине описывается основным уравнением Дюпюи [8]:

$$Q = \rho_{\text{н}}^{\text{ст}} \frac{2\pi kh}{\mu B} \frac{P_{\text{к}} - P_{\text{с}}}{\ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}} + S} \quad (1)$$

где: $P_{\text{к}} - P_{\text{с}} = \Delta P$ – есть разница давлений контура питания и ПЗП скважины;

$\rho_{\text{н}}^{\text{ст}}$ – плотность нефти (жидкости) в стандартных условиях;

k – коэффициент проницаемости; h – толщина (мощность) пласта;

μ – вязкость нефти (жидкости); $R_{\text{к}}$ – радиус контура питания;

$R_{\text{с}}$ – радиус скважины; B – сжимаемость;

S – гидродинамическое совершенство скважины.

Примем, что $\rho_{\text{н}}^{\text{ст}} \frac{2\pi kh}{\mu B} \frac{1}{\ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}} + S} = C$.

Анализируя представленные на рис. 13 корреляционно-статистические зависимости [3] динамики работы нагнетательных скважин ($Q = f(\Delta P) \cdot C$), можно увидеть два основных поведения кривых (линия 2 и линия 3). Номером 1 обозначена линия, которая характеризует идеальный случай фильтрации в элементарную трубку в поверхностных условиях.

Так как в призабойной зоне пласта имеется гидравлическое сопротивление, обусловленное гидродинамическим совершенством скважины, ФЕС пласта, наличием или отсутствием заколонной циркуляции и т.д., то линии тренда, отражающие поведение статистических данных будут иметь соответственно вид 2 или 3 (рис. 13).

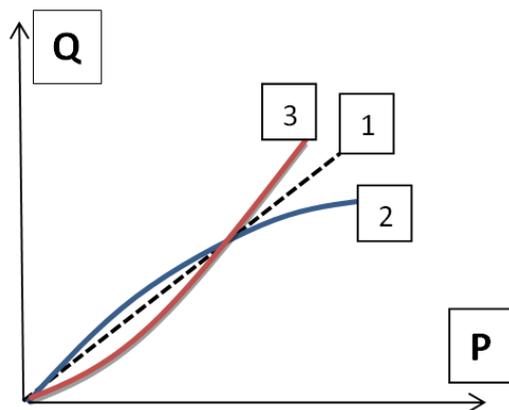


Рис. 13. Индикаторные линии, описывающие корреляционно-статистические зависимости функции $Q = f(P) * C$ [9]

Если рассматривать зависимости, приведенные на рис. 13 более детально, то видно, что линия тренда, приведенная на рис. 14, характеризует нагнетательную скважину с хорошей гидродинамической связью с пластом. На самой нагнетательной скважине интенсивность фильтрации в заколонную область низка. Характерное выполаживание линии тренда объясняется влиянием обратимого техногенного гидроразрыва. В подобных скважинах очень важно сохранять или контролировать давление закачки. Если давление закачки станет превышать давление расклинивания на границе между стенкой колонны и цементного камня, то фильтрация жидкости может быть направлена в заколонное пространство скважины. Как описывалось выше [6, 7], очаговые участки заводнения имеют оптимальный объем закачки (см. рис. 11), отклонение от которого может привести к определенным потерям. Так, например, для более интенсивного вытеснения нефти из пласта для одной скважины необходим большой объем закачки, для другой же

скважины (на этом участке) этот может послужить причиной снижения дебита нефти за счет увеличения её обводненности. Поэтому очень важно для каждого участка заводнения подбирать оптимальный объем закачки на основе вышеописанной методики.

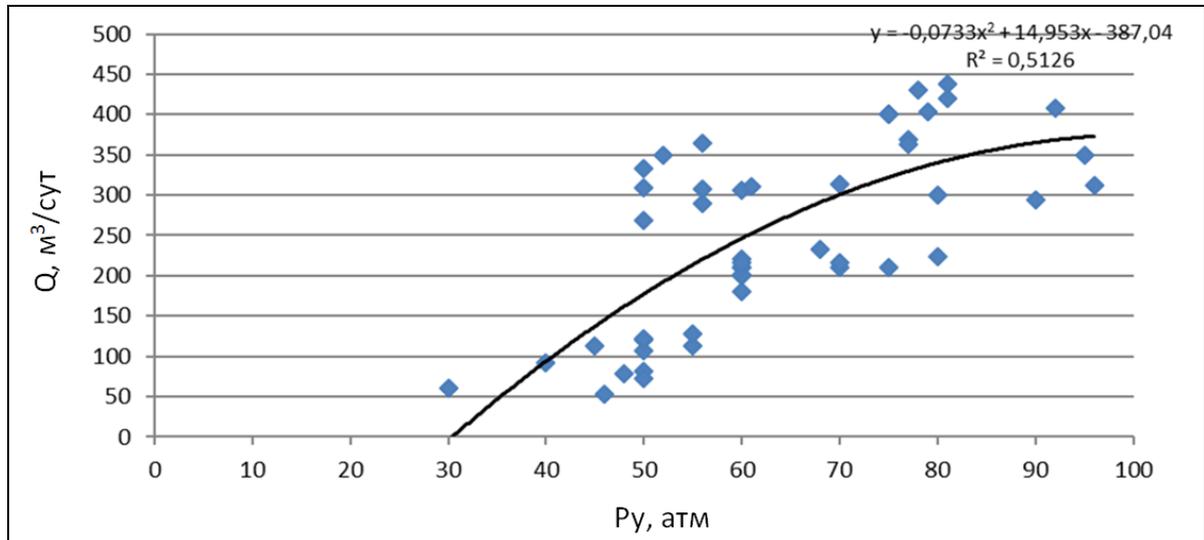


Рис. 14. Пример статистической зависимости $Q = f(P)$ *С нагнетательных скважин без заколонной циркуляции (линия тренда 2) [9]

Для нагнетательных скважин с динамикой работы, описываемой линией 2 (рис. 13), даже при наличии подтвержденной заколонной циркуляции по ГИС, постановка бригады КРС для ликвидации заколонной циркуляции (ЛЗЦ) не целесообразна, поскольку если циркуляция и существует, то лишь её небольшая часть от всего объема закачки, что не вызывает существенных потерь дебита добывающих скважин.

Нередко в случае снижения приемистости возникает необходимость прибегнуть к кислотным обработкам [РД 153-39.0-665-10]. В данном случае необходимо учитывать, что кислота – это, в первую очередь, жидкость, которая фильтруется по каналу, обладающему наименьшим гидравлическим сопротивлением. И если оно для горной породы будет больше сопротивления заколонного пространства, то возникает риск проникновения кислоты по контакту «цемент-колонна» и проявление заколонной циркуляции.

Чаще всего более предпочтительным оказывается применение кислотной «ванны».

Особенно проблематичным является применение в нагнетательных скважинах технологии ГРП, которое может привести к разрушению цементного камня заколонного пространства. Анализ таких случаев (табл. 3) показал [3, 10, 11], что существует обратная зависимость изменения приемистости от изменений проницаемости ближнего участка призабойной зоны пласта (ПЗП), которая позволяет косвенно определить наличие ЗКЦ в случае отсутствия возможности проведения ГИС из-за наличия малого или полного отсутствия зумпфа скважины. Так, с большой вероятностью можно утверждать, что существует ЗКЦ на скважинах 9921, 24802 и 28664 (см. табл. 3).

Таблица 3

Сравнительный анализ состояния ПЗП скважин до и после проведения ГРП [9]

| № п/п | № скв. | Дата ГРП | Режим работы до ГРП | | Режим работы после ГРП (текущий) | | Изменения показателей | | | | Наличие ЗКЦ |
|-------|--------------|----------|------------------------|----------------|----------------------------------|----------------|------------------------|--------------------|-------------|----------------|----------------------------------|
| | | | Q, м ³ /сут | Прон. I уч, мД | Q, м ³ /сут | Прон. I уч, мД | Q, м ³ /сут | Кприем., т/сут*атм | Скин-эффект | Прон. I уч, мД | |
| 1 | 2998 | 26.05.13 | 2 | 4,645 | 166 | 4,924 | 164 | 1,5 | 2,68 | 0,279 | |
| 2 | 9921 | 23.02.13 | 1 | 0,537 | 149 | 11,946 | 148 | 0,879 | 5,38 | 11,409 | ЗКЦ до гл. 1810,7м |
| 3 | 9972 | 12.01.14 | 4 | 0,231 | 80 | 0,822 | 76 | 0,903 | -2,15 | 0,591 | |
| 4 | 13621 | 29.04.13 | 7 | 3,938 | 47 | 0,847 | 40 | 0,63 | 1,76 | 0 | |
| 5 | 191043 | 12.05.14 | 1 | 0,101 | 22 | 2,386 | 21 | 0,306 | -4,52 | 2,285 | |
| 6 | 24802 | 23.04.14 | 11 | 1,027 | 100 | 9,21 | 89 | 0,804 | - | 8,183 | Зумпф мал. ЗКЦ была до гл. 1846м |
| 7 | 24855 | 28.03.14 | 1 | 1,465 | 40 | 3,301 | 39 | 0,173 | 1 | 1,836 | |
| 8 | 24883 | 30.04.14 | 2 | 0,494 | 26 | 3,651 | 24 | 0,214 | -3,05 | 3,157 | |
| 9 | 24891 | 11.01.14 | 49 | 0,83 | 110 | 1,824 | 61 | 0,081 | 2,14 | 0,994 | |
| 10 | 28643 | 24.02.13 | 6 | 2,965 | 23 | 2,602 | 17 | 0,206 | 0,52 | 0 | |
| 11 | 28664 | 17.09.13 | 2 | 10,279 | 17 | 22,507 | 15 | 0,519 | 1,67 | 12,228 | Зумпф мал |
| 12 | 9868 | 26.08.13 | 8 | 8,225 | 15 | 10,634 | 7 | 0,199 | 1,37 | 2,409 | |
| 13 | 9778 | 18.06.14 | 32 | 12,19 | 32 | 0,612 | 0 | 0 | 3,49 | 0 | |

Для наглядности результаты анализа могут быть приведены в виде

корреляционно-статистической зависимости изменения приемистости от изменения проницаемости ближней зоны (см. рис. 15).



Рис. 15. Корреляционно - статистическая зависимость изменения приемистости от изменения проницаемости ближней зоны после ГРП [9]

Из рис. 15 следует, что показателем технологической успешности проведения ГРП является **увеличение приемистости** нагнетательной скважины за счет **увеличения проницаемости дальней зоны** пласта от скважины (II участок). Т.е., одним лишь увеличением проницаемости призабойной зоны пласта (I участок) нельзя достичь чрезмерного увеличения приемистости нагнетательной скважины. Если по результатам ГДИ наблюдается подобный результат, то это может свидетельствовать об образовании дополнительного канала фильтрации в деформированном участке цементного кольца.

График 3 (см. рис. 13) характеризует нагнетательную скважину с заколонной циркуляцией. Сопоставление режимов работы подобных нагнетательных и реагирующих скважин свидетельствуют об отсутствии гидродинамической связи между ними. В данном случае не прослеживаются изменений пластовых и забойных давлений, дебиты

жидкости и нефти добывающих скважин если даже и меняются, то лишь за счет упругой энергии пласта, что позволяет охарактеризовать данный участок как не относящийся к производительной закачке, а очаговая нагнетательная скважина в этом случае может служить кандидатом на проведение КРС по ЛЗЦ.

На рис. 16 приведена корреляционно-статистическая зависимость $Q = f(P)*C$, выявляющая ЗКЦ.

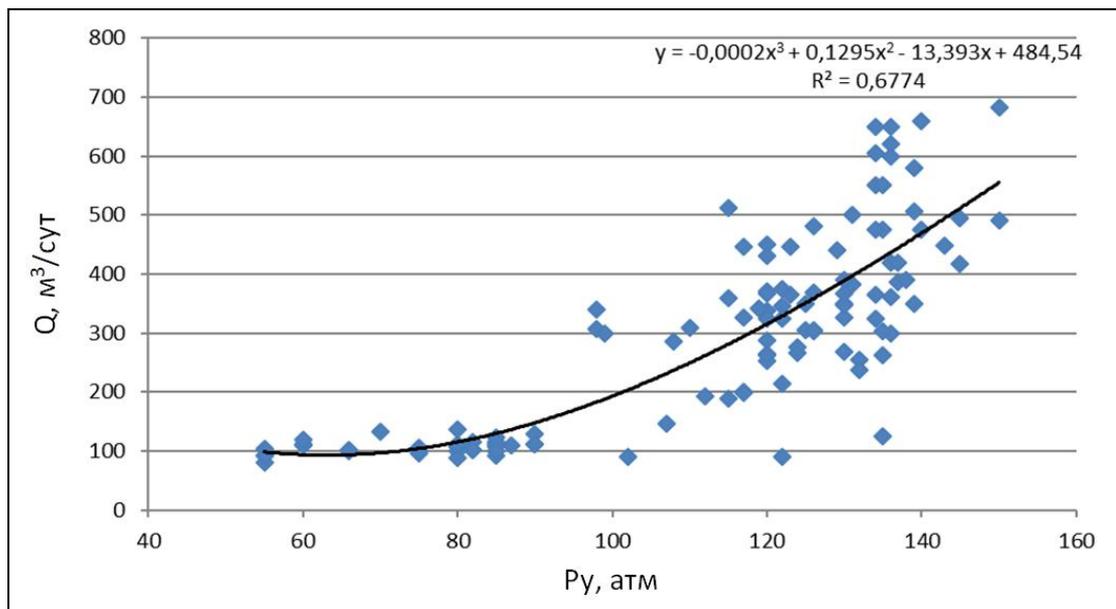


Рис. 16. Пример статистической зависимости $Q = f(P)*C$ для нагнетательных скважин с заколонной циркуляцией (линия тренда 3) [9]

Для таких скважин, после обоснования их на технико-экономическую целесообразность проведения КРС ЛЗЦ, необходимо также прибегнуть к оценке условия эффективности проведения данного ГТМ, которое определяется соотношением [9]:

$$k_{пр.з.п.} \ll k_{пр.пл} \quad (2)$$

где:

$k_{пр.з.п.}$ - проницаемость ближней и призабойной зоны (I участка) пласта, полученная расчетным путем по методике Минеева [8], которую, в случае чрезмерного его превышения над первоначальным значением, также

можно приравнять к «коэффициенту проницаемости заколонного пространства»; т.е., планировать постановку бригады КРС по ЛЗЦ только в том случае, когда $k_{пр.пл}$ намного меньше

Относительно принятия решений о ЛЗЦ необходимо исходить именно из этого принципа: либо снизить гидравлическое сопротивление пласта, либо увеличить гидравлическое сопротивление фильтрации в заколонное пространство и обеспечить выполнение условия по формуле 2.

Если для скважин пашийского горизонта эффективным способом ЛЗЦ является заливка цементным раствором, то для карбонатных отложений эта технология осложняется наличием высокой проницаемости пластов-коллекторов, обусловленный их трещиноватостью. В таком случае автор работы предлагает следующую последовательность проведения ВИР: сначала вырезается участок 10 обсадной колонны 6. После чего в скважину спускается следующая компоновка: набухающий пакер 1, отстыковочный узел 2, патрубок 7, НКТ 3 с пакером 4 (см. рис. 17). Набухающий пакер 1 должен быть установлен строго напротив вырезанного участка обсадной колонны 10. При спущенной компоновке производят закачку в пласты вязкоупругих составов для создания первоначального гидравлического сопротивления как пласта-коллектора 11, так и заколонного пространства. Затем скважину обвязывают, запускают в работу (под закачку) и эксплуатируют в обычном режиме. При эксплуатации скважины проводят геофизические исследования (ГИС) бесподходным методом на наличие сообщения подпакерной зоны 5 (зоны A) с зоной B (уточнить герметичность набухающего пакера 1). При необходимости, после набухания пакера 1, появляется возможность проведения текущего ремонта скважин (ТРС) с подъемом подземного оборудования, отстыковав его ниже патрубка 7 у отстыковочного узла 2.

Набухающий элемент пакера 1 достаточно плотно соприкасается с горной породой в интервале вырезанного участка обсадной колонны 10,

поэтому ликвидация заколонной циркуляции в этом случае будет полностью обеспечена. На данную технологию автором работы подана заявка на патент.

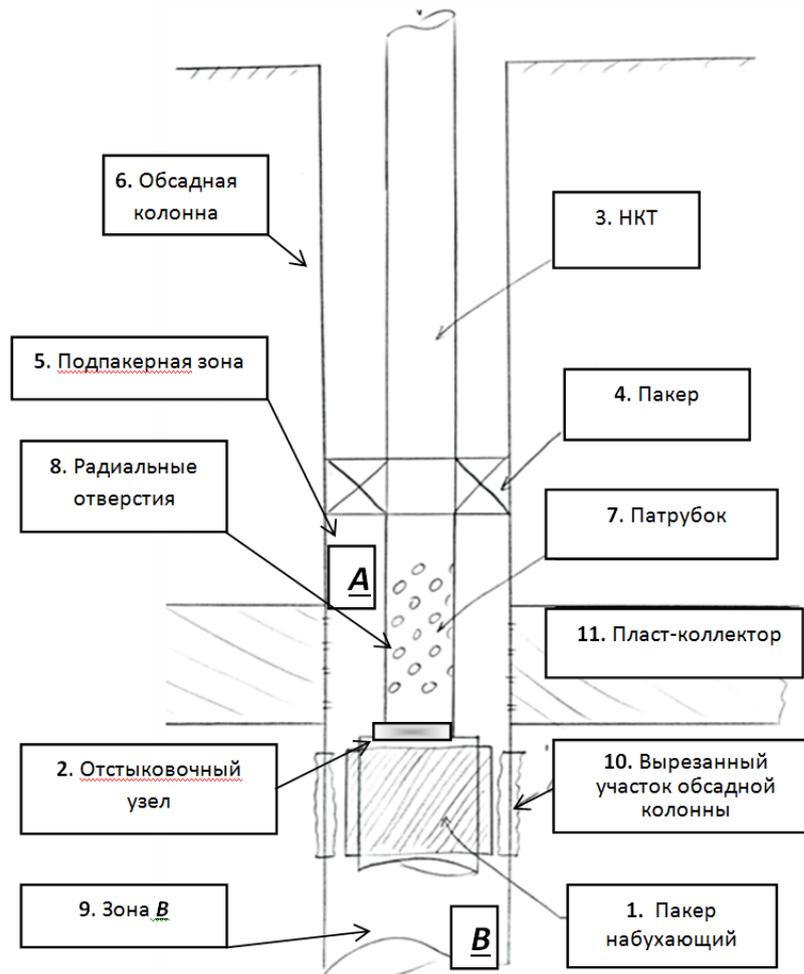


Рис. 17. Предлагаемая схема компоновки ГНО для ЛЗЦ [9]

Выводы:

1. Введены критерии, определяющие технологическую эффективность работы системы ППД по извлечению ТРИЗ из коллекторов с ухудшенными ФЕС.
2. Показано, что величина расхождения между фактическим и плановым КИН в существенной степени зависит от коэффициента промывки
3. Установлено, что величина приемистости очаговых скважин оказывает неравномерное влияние на продуктивность соседних реагирующих

скважин в силу анизотропии проницаемости объекта нагнетания, которая проявляется при наступлении техногенного ГРП после превышения определенного уровня интенсивности закачки

4. Явление заколонной циркуляции в нагнетательных скважинах можно установить по закономерностям корреляционно-статистических зависимостей объема нагнетания от устьевого давления
5. Предложена инновационная технология ликвидации заколонной циркуляции в нагнетательных скважинах с применением разбухающего пакера.

Список литературы

1. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Т. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. Издание в 2 т. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – Т. II. – 286 с.
2. Геологический отчет НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть». - Азнакаево, 2014 – С. 154.
3. Рахмаев Л.Г. “Исследование и контроль ликвидации заколонной циркуляции”. - Сборник тезисов докладов семинара молодых специалистов секции «Геология, разработка нефтяных и газовых месторождений». - Казань, «Ихлас», 2015 – С. 67-69.
4. Гуторов Ю.А., Рахмаев Л.Г. Технология повышения нефтеотдачи посредством проведения водоизоляционных работ в призабойной зоне добычных и нагнетательных скважин. Серия: «Нефтегазовое дело». Выпуск X. Учебное пособие. - Уфа, 2013. – С. 106.
5. Гуторов Ю.А., Рахмаев Л.Г., Байбулатова Л.С. Анализ эффективности ГТМ при обработке ПЗП нагнетательных скважин на Восточно-Ленинградской площади НГДУ «Азнакаевскнефть». // Материалы 38-й НТК «Молодых ученых, аспирантов и студентов УГНТУ». - Уфа, УГНТУ, 2011 - С. 41-47.
6. Гуторов Ю.А., Рахмаев Л.Г., Байбулатова Л.С. Исследование факторов, влияющих на направление фильтрационных потоков при эксплуатации девонских отложений Восточно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения. // Материалы 37-й НТК «Молодых ученых, аспирантов и студентов УГНТУ». - Уфа, УГНТУ, 2010 - С. 31-40.
7. Гуторов Ю.А., Рахмаев Л.Г., Байбулатова Л.С. О целесообразности неконтролируемого повышения приемистости нагнетательных скважин в условиях поздней стадии разработки нефтяного месторождения. // Материалы 38-й НТК «Молодых ученых, аспирантов и студентов УГНТУ». - Уфа, УГНТУ, 2011 - С. 17-23.

8. Гиматудинов Ш.Н. Справочник по добыче нефти и газа. - М.: Недра, 1974. – С. 231.
9. Рахмаев Л.Г. «Исследование и контроль ликвидации заколонной циркуляции в нагнетательных скважинах» - Сборник работ молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Ленингорскнефть» // Ленингорск, Сентябрь 2015 г., с. 178-180
10. Инструкция по обработке результатов гидродинамических исследований скважин - Альметьевск, 1998 – С. 67.
11. Руководство по интерпретации КВД для различных типов скважин и геолого-промысловых условий. РД 153-39.0-536-07. – Бугульма, 2007 – С. 79.

Сведения об авторах

Рахмаев Ленар Гамбарович, геолог, НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, аспирант УГНТУ, г. Азнакаево, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: azn09sg@tatneft.ru

Низаев Рамиль Хабутдинович, доктор технических наук, доцент, заведующий лабораторией геологического и гидродинамического моделирования отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Российская Федерация

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Гуторов Юлий Андреевич, доктор технических наук, заместитель директора по научно-исследовательской работе, региональный координационный научно-технический центр «Нефтяная долина», г.Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация

E-mail: gutorov70@mail.ru

Authors

L.G. Rakhmaev, Geologist, PhD candidate, NGDU Aznakaevskneft of PJSC TATNEFT, Aznakaevo, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: azn09sg@tatneft.ru

R.Kh. Nizaev, Dr.Sc, Associate Professor, Head of Reservoir Simulation Laboratory, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Yu.A. Gutorov, Dr.Sc, Deputy Director for Research, R&D Center Neftyanaya Dolina, Oktyabrsky, Republic of Bashkortostan, Russia

E-mail: gutorov70@mail.ru

Рахмаев Ленар Гамбарович

452600, Российская Федерация, Республика Татарстан,

г.Азнакаево, ул. Нефтяников, 24

тел. 8 917 907 93 92

E-mail: azn09sg@tatneft.ru