

УДК 622.276.4

## ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С НИЗКОПРОНИЦАЕМЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Байков В.А.<sup>1</sup>, Жданов Р.М.<sup>2</sup>, Муллагалиев Т.И.<sup>3</sup>, Усманов Т.С.<sup>4</sup>

ООО «РН-УфаНИПИнефть», г. Уфа

e-mail: <sup>1</sup>Baikov@ufanipi.ru, <sup>2</sup>ZhdanovRM@ufanipi.ru,

<sup>3</sup>TimurM@ufanipi.ru, <sup>4</sup>UsmanovTS@ufanipi.ru

**Аннотация.** *Одной из актуальных задач разработки месторождений является выбор оптимальной по технико-экономическим параметрам системы разработки. В работе приводится новая методика выбора систем для вертикальных (наклонно-направленных) скважин с ГРП и автоГРП. Применение данной методики для Приобского месторождения позволило найти более эффективную систему разработки относительно используемых. Новая система в ОАО «НК «Роснефть» получила название линейная «уфимская».*

*На опытном участке Приобского месторождения осуществлена реализация линейной системы разработки. Ведется специальная программа исследований для изучения: 1) направления развития трещин ГРП; 2) эффекта автоГРП; 3) изменения коэффициента охвата (Кохв) и др.*

**Ключевые слова:** ГРП, автоГРП, система разработки с ГРП, новые системы разработки, увеличение Кохв

### Введение

Основным результатом успешной разработки любого месторождения является его конечный коэффициент нефтеотдачи (КИН). На КИН могут влиять как геологические свойства коллекторов, так и технологические параметры разработки месторождений. Если геологию пластов месторождения изменить невозможно, то основной технологический параметр – систему разработки можно выбрать. Именно система разработки отвечает за КИН, темпы отбора, обводнения, а также накопленный чистый дисконтированный доход (NPV), которые и характеризуют эффективность разработки месторождений.

При выборе систем разработки существует стандартный подход, который включает в себя следующие этапы:

1. **Выбор оптимального соотношения добывающих и нагнетательных скважин.** На этом этапе формируется (проектируется) энергетическое состояние объектов разработки, и, фактически выбирается, либо сужается область поиска системы размещения скважин. Граничными условиями решения данной задачи

являются: целевое пластовое давление, технологические режимы эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин (забойные давления). Определяющими факторами являются геологофизические характеристики пластов и свойства добываемого флюида и вытесняющего агента;

**2. Выбор оптимальной плотности сетки скважин (ПСС).** Оптимальной плотностью сетки принимается такая плотность сетки, которая дает максимальный прирост нефтеотдачи на единицу площади при уплотнении сетки от более редкой к заданной. Дополнительными критериями являются зависимости КИН и NPV от ПСС, выражающие соответственно технологическую и экономическую эффективность разработки.

Результатом выбора являются очаговые, рядные либо площадные системы разработки с разными соотношениями скважин и ПСС.

На месторождениях Западной Сибири с низкопроницаемыми малопродуктивными высокорасчлененными коллекторами применение ГРП является практически панацеей для эффективной и рентабельной разработки [1]. Приобское месторождение (второе по количеству геологических запасов месторождение в России после Самотлорского) не является исключением [2]. При существующих объемах закачки проппанта полудлины трещин ГРП на добывающих скважинах достигают 150-200 метров и скважины с ГРП представляют собой протяженный объект с размерами, сопоставимыми с расстоянием между скважинами. На нагнетательных скважинах, при эксплуатации с давлением выше давления раскрытия трещин, возникает эффект автоГРП [3, 4], который заключается в самопроизвольном росте трещины ГРП в длину. Полудлины трещин автоГРП могут достигнуть 350-400 м (в зависимости от давления нагнетания), что создает дополнительные риски прорыва воды в добывающие скважины.

Следовательно, при выборе систем разработки на таких месторождениях требуется нетривиальный подход, в котором необходимо корректно учитывать следующие важные элементы:

- ГРП (длину, ширину, проводимость трещин и т.д.);
- автоГРП – эффект самопроизвольного роста трещины в нагнетательных скважинах (длину, ширину, проводимость трещин до и после раскрытия и т.д.);
- региональный стресс (преимущественное направление развития трещин);

– корректное построение геологической и гидродинамической модели, учитывающей сложное строение месторождения (наличие баровых песчаных тел, турбидитов и т.д.).

Учет данных элементов позволит найти оптимальную по технико-экономическим показателям систему разработки для Приобского месторождения.

### **История возникновения и описание методики**

В действующем проектном документе «Дополнение к технологической схеме разработки Приобского месторождения» 2006 г. [5] выбор системы разработки был сделан в пользу обращенной девятиточечной системы с плотностью сетки скважин 25 га/скв, как оптимальной по технико-экономическим показателям. Данный выбор объяснялся тем, что девятиточечная система в отличие от других существующих систем разработки (классических) обеспечивает наибольшие темпы отбора и Кохв пластов вытеснением, и как следствие максимальный NPV и КИН. Влияние ГРП, автоГРП, направление развития трещин при этом не учитывались.

Помимо девятиточечной на месторождении были реализованы пятиточечная, рядная, семиточечная и очаговая системы разработки, однако все они показали себя несостоятельными. Для некоторых из них наблюдались быстрые прорывы воды от нагнетательных скважин к добывающим. Появилось предположение, что прорывы воды происходят вследствие сонаправленности трещин ГРП на добывающих и нагнетательных скважинах, а также возникновения автоГРП на нагнетательных скважинах. Для минимизации рисков быстрого роста обводненности в работе [6] 2007 г. было предложено ограничивать размеры трещин ГРП на всех скважинах. Расчеты на двумерном численно-аналитическом симуляторе показали, что оптимальная полудлина трещины для классических систем разработки составляет до 20 % от минимального расстояния между скважинами (100 м для девятиточечной системы Приобского месторождения). Дальнейшее увеличение длины трещины ГРП приведет к снижению нефтеотдачи пластов. Таким образом, при неизвестном направлении преимущественного развития трещин наилучшим способом минимизации рисков прорыва воды, при их наличии, является ограничение длин трещин ГРП на скважинах. Однако ограничение объемов закачки отрицательно сказывается на темпах добычи и как следствие на NPV. В работе [7] пока-

зано, что размеры трещин ГРП должны обеспечивать наибольший приток нефти к скважине без снижения экономической эффективности разработки. Для условий Приобского месторождения оптимальная по технико-экономическим показателям полудлина трещины 150-200 м, что практически в 2 раза больше, чем оптимальная при ограничении размеров трещин согласно работе [6]. Следовательно, ограничение размеров трещин оправдывает себя только при отсутствии выделенного направления развития трещин ГРП.

С 2008 г. были проведены многочисленные исследования трещин ГРП. Всего было проведено 29 исследований DSI и 14 FMI, которые позволили определить то, что на месторождении существует преимущественное направление развития трещин с азимутом  $335^\circ$  (рис. 1), и данная ориентация имеет региональный характер.

В работах по анализу систем разработки с ГРП [8, 9] 2009 г. было предложено оптимизировать размещение добывающих и нагнетательных скважин для классических систем разработки с целью увеличения безводного периода добычи нефти и как следствие увеличения КИН. Площадные системы разработки представлялись в виде рядных, что упрощает восприятие симметричных площадных элементов при существовании выделенного направления развития трещин ГРП. Предлагалось ориентировать ряды скважин вдоль направления преимущественного развития трещин. Также для каждой системы разработки авторы деформировали сетки скважин (путем сжатия и растяжения рядов скважин), тем самым подбирая наибольшее время безводного периода разработки. Расчеты проводились на двумерном численно-аналитическом симуляторе. Результатом работы является оптимальный коэффициент деформации для каждой системы разработки. Описанный подход решает геометрическую задачу достижения равномерного вытеснения по площади при сонаправленности трещин ГРП для однородного пласта.

Подход, предложенный авторами работы [9] позволяет максимально снизить риск преждевременного обводнения, а также повысить Коэф по площади и КИН. Однако численно-аналитический симулятор не учитывает в решении данного вопроса геологию месторождения, а в частности расчлененность и несвязанность пластов. При сложившейся тенденции к ухудшению ФЕС коллекторов Приобского месторождения для выбора системы разработки в первую очередь требуется учет этих параметров.

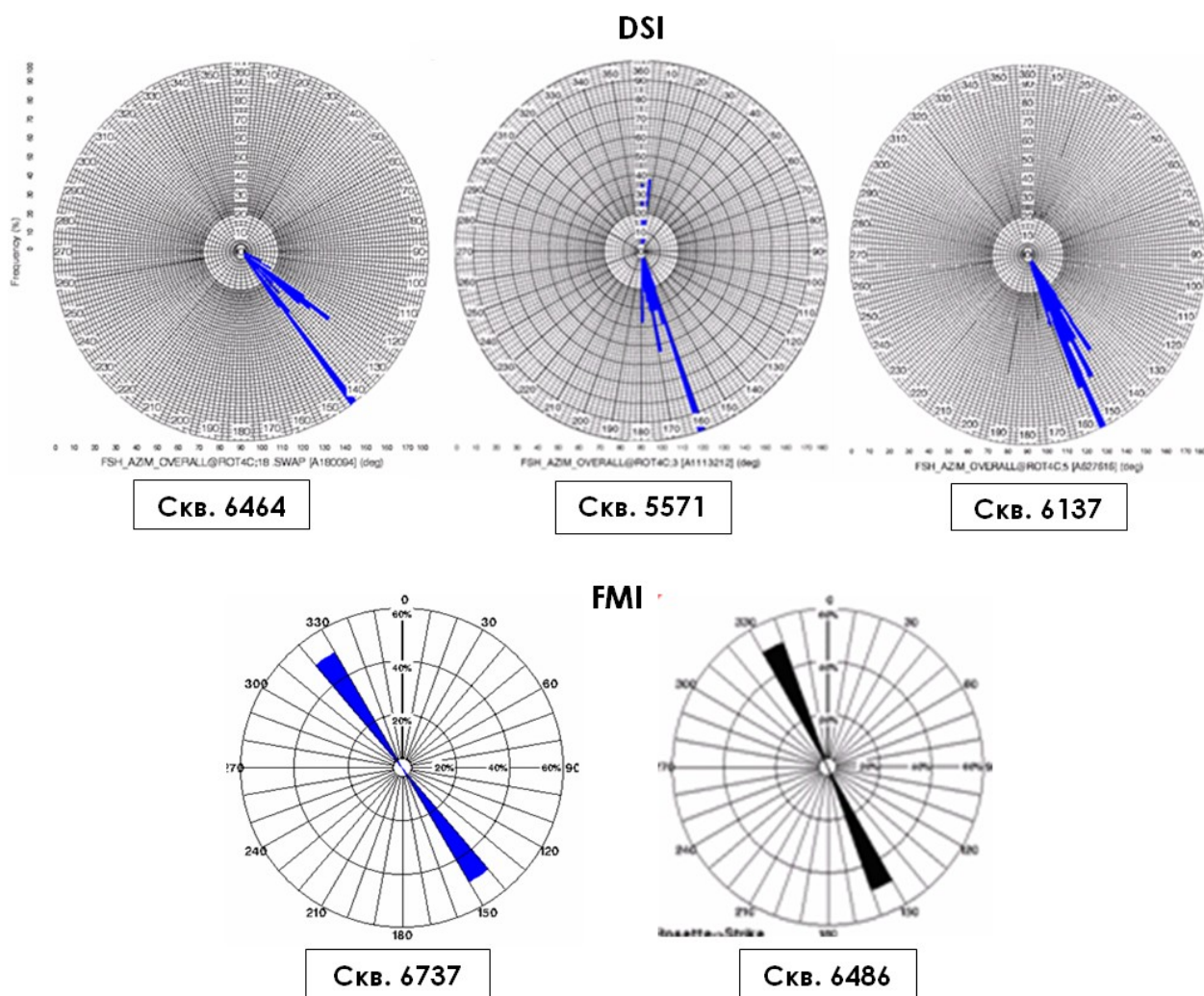


Рис. 1. Результаты исследования DSI и FMI на скважинах Приобского месторождения

Расчеты, проведенные на 3D-симуляторе (ПК «NGT BOS Ufanipi» симулятор Black Oil) на геолого-гидродинамической модели со специальной моделью ГРП, учитывающей фильтрацию и трение в трещине, показали, что для условия пластов Приобского месторождения возможно дальнейшее повышение Кохв без увеличения рисков быстрого роста обводненности, в сравнении с результатами работы [9]. Увеличение Кохв достигается путем максимального сближения зоны отбора и нагнетания (рядов скважин). Это становится возможным за счет использования эффекта автоГРП, который позволяет без потерь технологической эффек-

тивности разрядить ряды нагнетательных скважин (рис. 2). За счет уменьшения числа нагнетательных скважин снижаются затраты на бурение, тем самым улучшается экономика. За счет освободившихся скважин появляется возможность сближения зоны отбора и нагнетания, благодаря чему увеличивается Кохв и КИН. Таким образом, при сохранении проектной плотности сетки скважин 25 га/скв получилось сблизить зону отбора и нагнетания с 500 до 375 м. Полученная путем данных трансформаций система получила название – линейная или «уфимская».

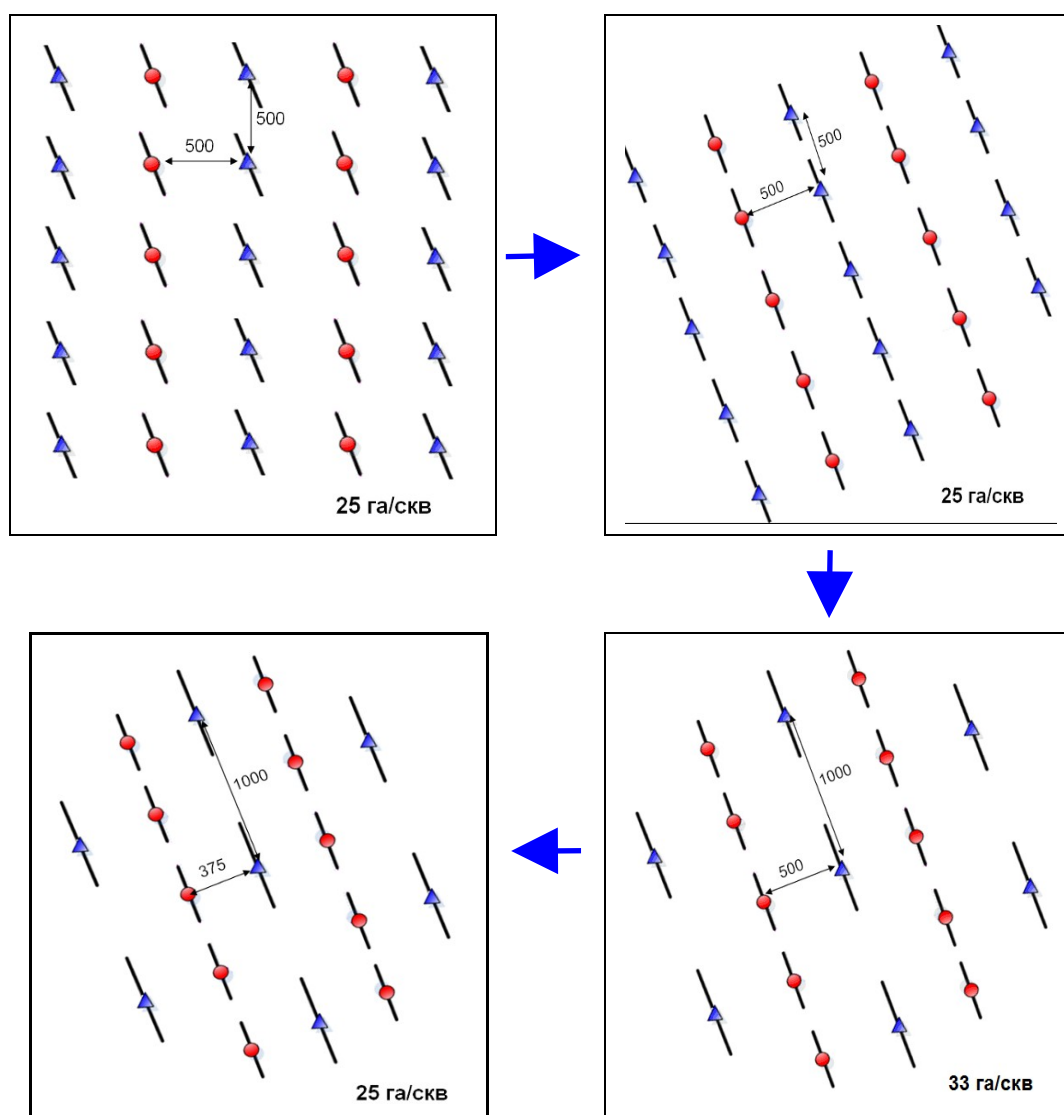


Рис. 2. Трансформация рядной системы разработки с ориентацией вдоль стресса в рядную с разрежением рядов нагнетательных скважин и сближением зон отбора и нагнетания (линейная, «уфимская»)

Особое внимание следует обратить на возникновение рисков при таком способе размещения скважин:

- прорыва воды в добывающие скважины по трещинам ГРП – в случае если не подтвердится направление развития трещин;
- не возникнут трещины автоГРП, и как результат получим слабодренлируемые запасы между нагнетательными скважинами;
- отсутствие возможности трансформации системы, при возникновении вышеупомянутых рисков.

Таким образом, опытным и расчетным путем на Приобском месторождении был произведен поиск оптимальной системы разработки. Итогом поиска является методика, которую можно представить блок-схемой (рис. 3). Данная методика является дополнением к стандартному подходу выбора систем разработки.

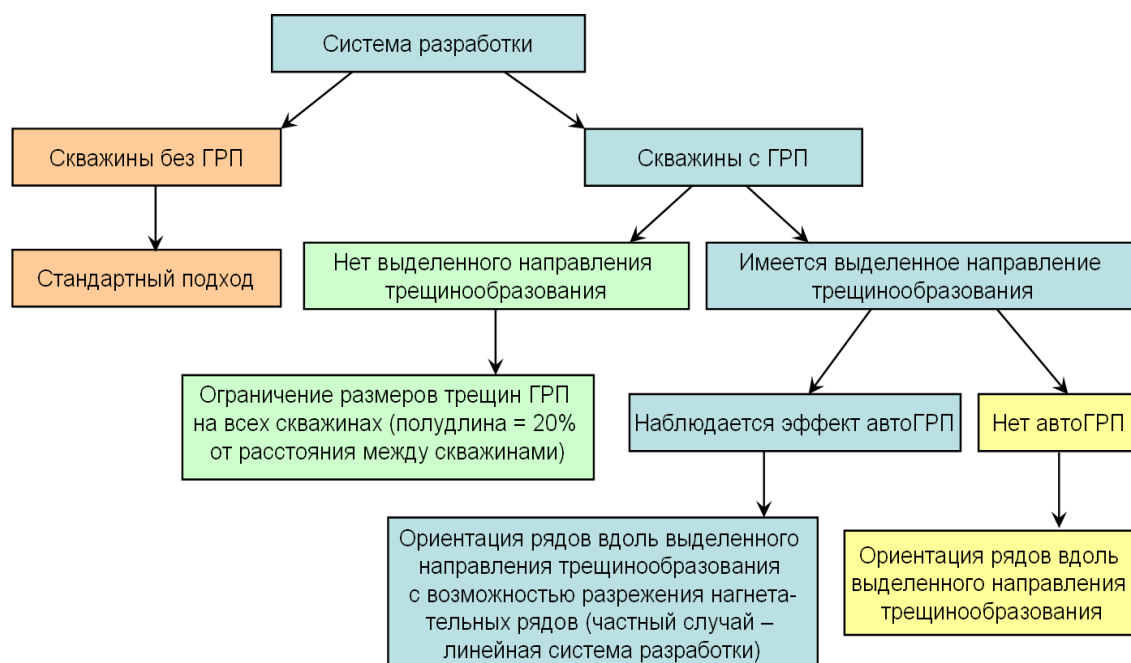


Рис. 3. Методика выбора системы разработки при использовании ГРП

Методика заключается в следующем:

1. При использовании скважин без ГРП выбор системы разработки производится по стандартному подходу, при котором в зависимости от свойств коллекторов и флюидов месторождений на основе анализа и расчетов происходит выбор в пользу рядных, площадных либо очаговых систем разработки;

2. При бурении скважин с ГРП и при отсутствии выделенного направления развития трещин и наличии ранних прорывов воды в добывающие скважины требуется ограничение размеров трещин ГРП (полудлина = 20 % от минимального расстояния между скважинами);

3. При наличии выделенного направления развития трещин, оптимальный вариант размещения скважин – рядами вдоль направления развития трещин ГРП;

4. При наличии выделенного направления развития трещин, которое сопровождается эффектом автоГРП, лучший вариант размещения – рядами вдоль направления развития трещин ГРП с возможным разрежением нагнетательных рядов (частный случай – линейная система).

По мере поступления данных о месторождении (направленности развития трещин, эффекте автоГРП) менялось представление об оптимальной системе разработки. Именно такое последовательное поступление данных позволило создать наиболее полную методику для выбора системы разработки, которая применима для любых месторождений при использовании ГРП на скважинах.

### **Проведение технико-экономических расчетов**

Для подтверждения описанной методики были проведены многочисленные расчеты с оценкой технико-экономических показателей системы с ориентацией рядов вдоль направления развития трещин ГРП и разряжением рядов нагнетательных скважин (линейная система), а также сопоставление данной системы с проектной обращенной девятиточечной, которая является оптимальной из всех классических систем для Приобского месторождения.

Расчеты проводились с использованием гидродинамического симулятора (ПК «NGT BOS Ufanipi» симулятор Black Oil). Основой для инициализации гидродинамической модели являлась геологическая модель, характеризующаяся

высокой степенью неоднородности и расчлененности пласта, соответствующая неразбуренным зонам месторождения (рис. 4).

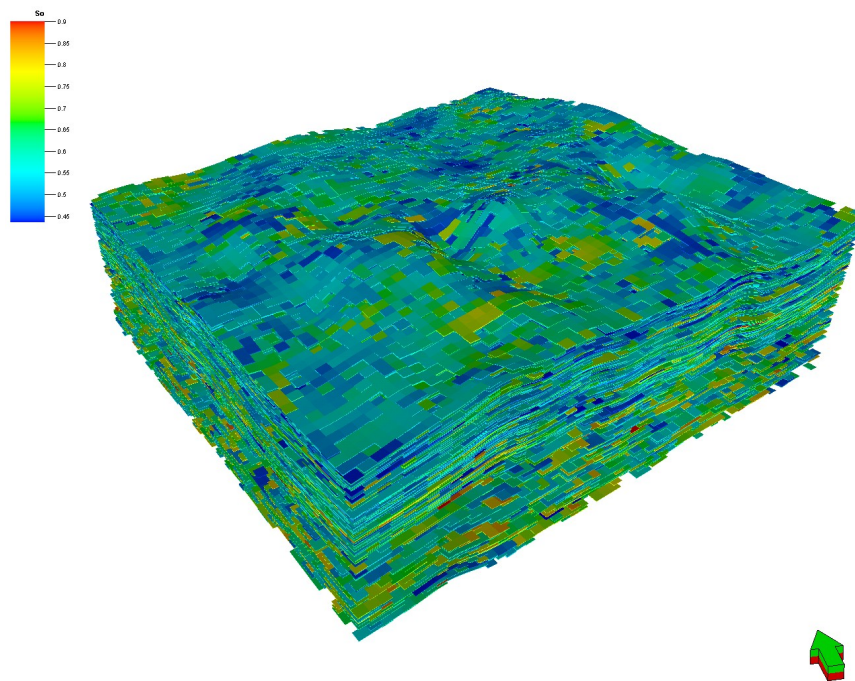


Рис 4. Трехмерная сеточная аппроксимация гидродинамической модели участка (начальная нефтенасыщенность)

Параметры модели: Средняя проницаемость пласта –  $0,001 \text{ мкм}^2$ , эффективная нефтенасыщенная толщина – 25 м, расчлененность – 20.

Сценарные условия для расчета:  $\chi_f^{\text{доб}} = 120 \text{ м}$ ;  $\chi_f^{\text{наг}} = 200 \text{ м}$ ;  $P_{\text{заб}}^{\text{доб}} = 50 \text{ атм}$ ;  $P_{\text{заб}}^{\text{наг}} = 430 \text{ атм}$ , где  $\chi_f$  – полудлина трещин ГРП,  $P_{\text{заб}}$  – забойное давление на скважинах.

Для качественной оценки влияния неоднородности пласта на результаты расчета ремасштабирование гидродинамической модели не производилось. При моделировании трещин ГРП и автоГРП учитывалась фильтрация и трение в трещине.

Для линейной системы (рис. 5) было рассчитано несколько тысяч реализаций, варьировались как расстояния между скважинами в рядах «а», так и между рядами скважин «b»

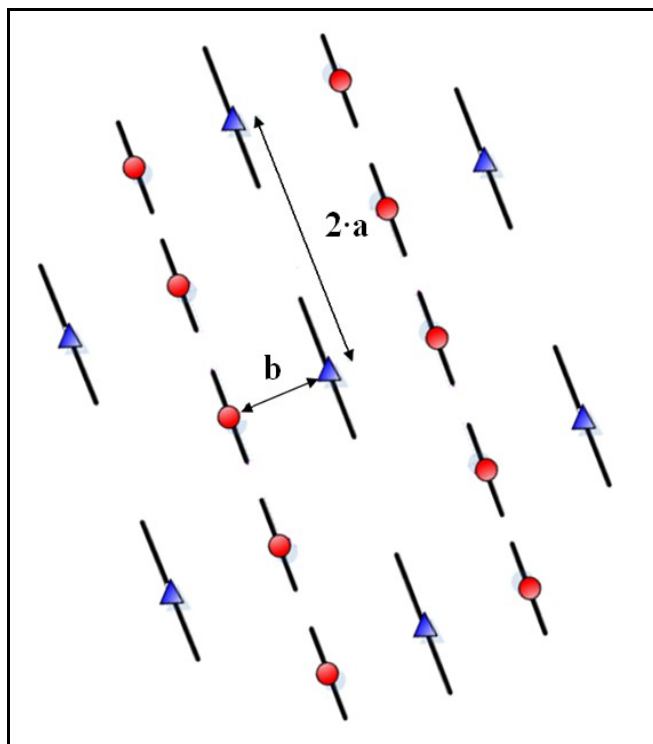


Рис. 5. Линейная система разработки

Итогом расчетов является построение карт КИН и NPV для определения оптимальных расстояний между скважинами (рис. 6). Максимумы карт КИН-NPV соответствуют плотностям сетки скважин 22 га/скв ( $a = 500$  м,  $b = 325$  м) и 25 га/скв ( $a = 500$  м,  $b = 375$  м). Расчет экономической эффективности проводился в сценарных условиях компании ОАО «НК «Роснефть».

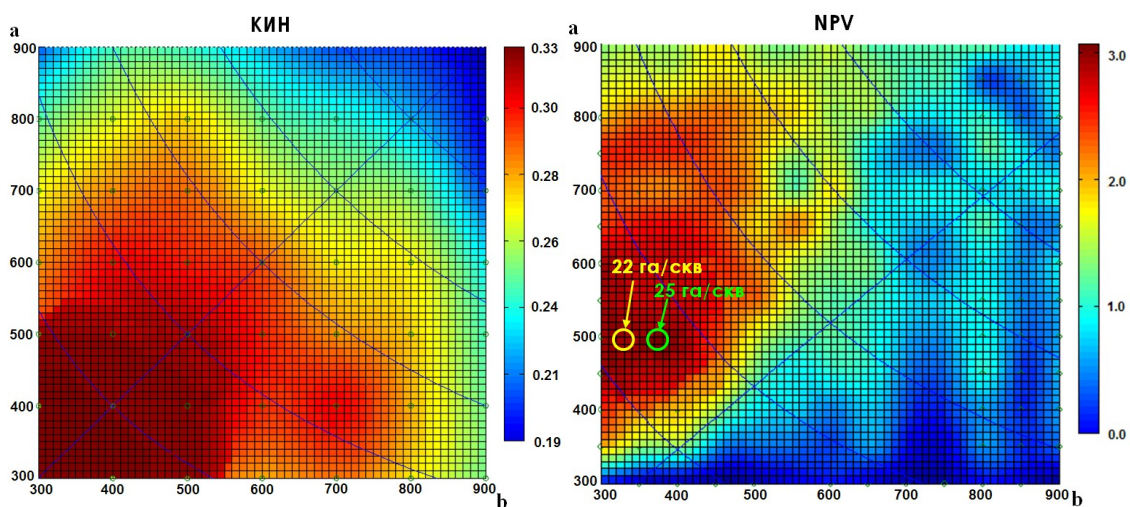


Рис. 6. Результаты оценки технико-экономической эффективности линейной системы

После выбора в качестве оптимальных плотностей для линейной системы 22 и 25 га/скв было проведено ее сопоставление с обращенной девятиточечной системой разработки с плотностью 25 га/скв (рис. 7).

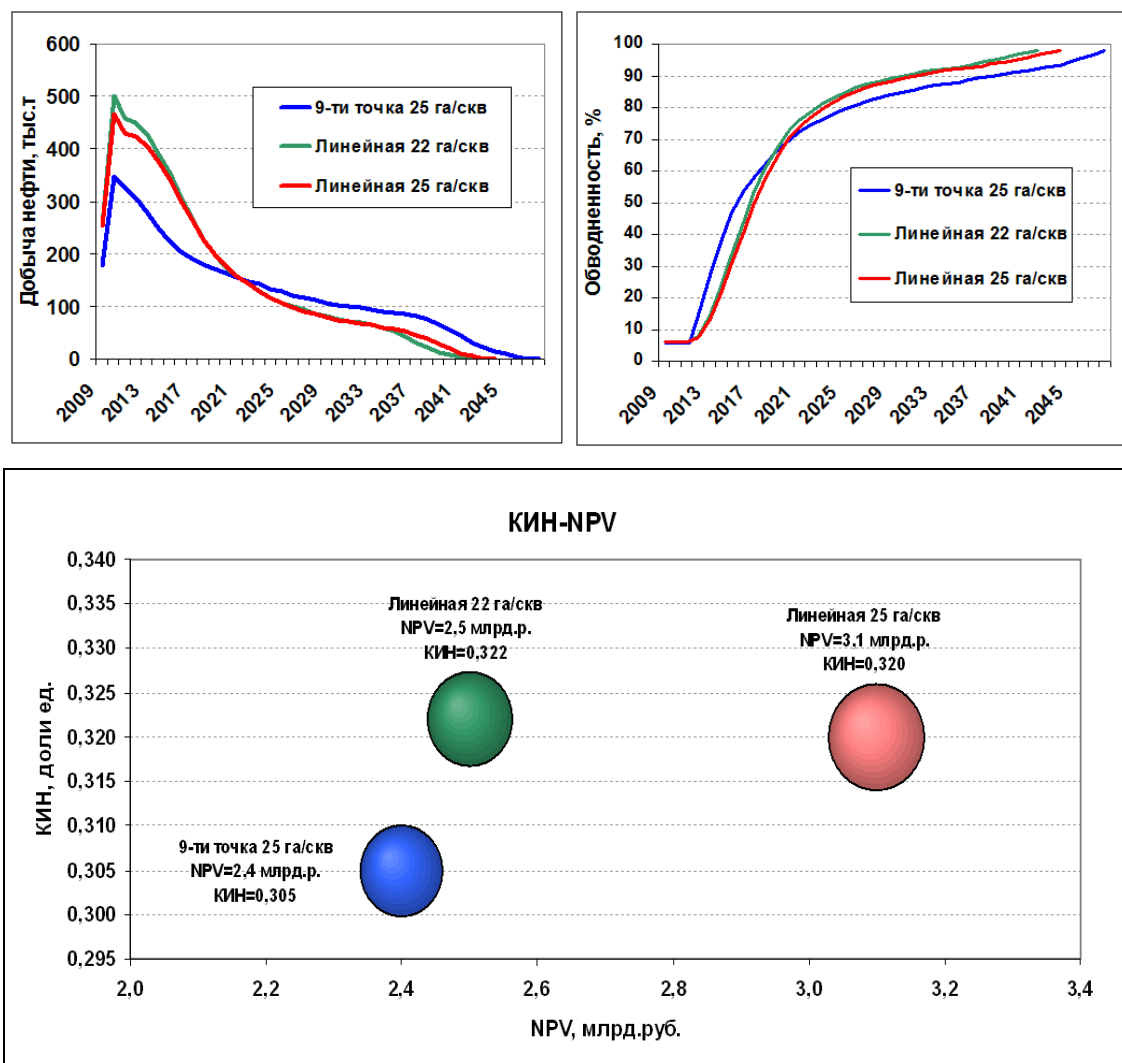


Рис. 7. Результаты сопоставления технико-экономической эффективности линейной и девятиточечной систем

Результаты расчетов показывают, что при плотности сетки скважин 25 га/скв прирост КИН для линейной системы относительно реализованной девятиточечной составил 5 %, прирост по NPV – 29 %, темпы добычи нефти в начальный период выше на 35 % .

### Практическое применение методики. Реализация оптимальной (линейной) системы на месторождении

После получения положительного технико-экономического эффекта для линейной системы было предложено разбурить опытный участок на Приобском месторождении. Данный участок был разбурен, находится в краевой части месторождений и реализован на кустах 155, 303 (рис. 8).

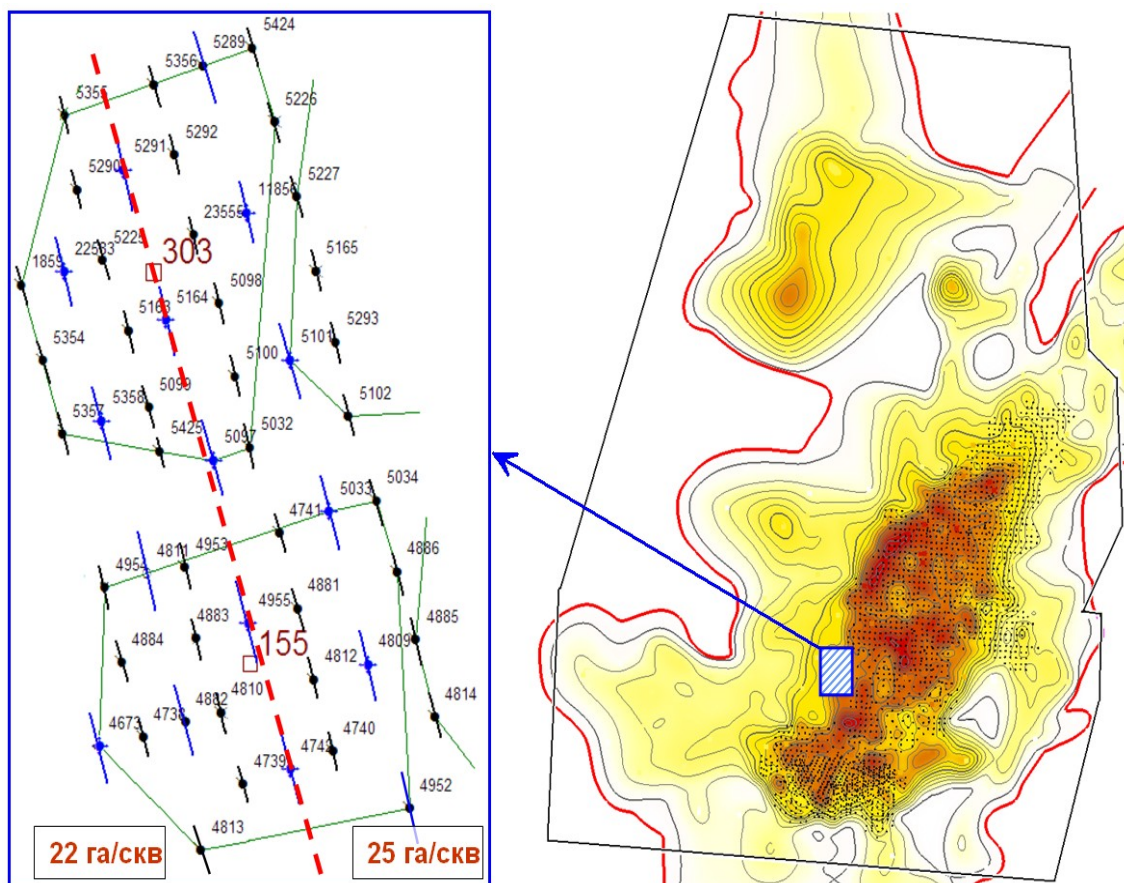


Рис. 8. Реализация линейной системы разработки на месторождении

На участке реализована линейная система с плотностями сеток скважин 22 и 25 га/скв. Начало бурения – февраль 2009 г. Фонд скважин: 39 добывающих 13 нагнетательных. Ожидаемые результаты от реализации системы – увеличение КИН, увеличение среднего дебита жидкости и нефти, подтверждение эффекта автоГРП.

Учитывая, что выводы по этому участку во многом определяют стратегию следующего этапа разработки месторождения, на опытном участке запланирована отдельная целевая программа исследований, включающая в себя исследования, направленные на мониторинг развития трещин ГРП добывающих нагнетательных скважин (КВД, КСД, ИД-КПД, DSI) и степень взаимодействия добывающих нагнетательных скважин (гидропрослушивание, закачки меченых жидкостей).

На 01.2010 пробурена 51 скважина опытного участка. При получении положительного результата планируется внедрение данной системы с оптимальной плотностью на неразбуренную часть месторождения.

### **Выводы**

1. Разработана методика выбора оптимальной системы разработки для вертикальных (наклонно-направленных) скважин с ГРП, автоГРП и учетом направления регионального стресса на месторождениях с низкопроницаемыми и расчлененными коллекторами.

2. Для Приобского месторождения оптимальной является линейная «уфимская» система разработки. Данная система дает прирост по КИН 5 %, по NPV 29 %, по темпам добычи на 35 % относительно проектной девятиточечной, которая является оптимальной при использовании стандартного подхода.

3. Учет эффекта автоГРП на нагнетательных скважинах позволило уменьшить количество скважин в рядах нагнетания и максимально сблизить зоны отбора и нагнетания, что привело к увеличению Кохв без изменения плотности сетки скважин и роста капитальных затрат.

4. Линейная система разработки реализована на опытном участке Приобского месторождения. При успешном опыте разработки опытного участка линейная система может быть использована для всего месторождения, а также других месторождений с низкой проницаемостью коллекторов.

### Литература

1. Кудряшов С.И., Бачин С.И., Пасынков А.Г., Латыпов А.Р., Свешников А.В., Усманов Т.С., Афанасьев И.С., Никитин А.Н. Гидроразрыв пласта как способ разработки низко-проницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2006. № 7. С. 80-83.
2. Усманов Т.С., Муллагалин И.З., Афанасьев И.С., Мухаметшин Р.К., Хатмуллин И.Ф., Абабков К.В., Пасынков А.Г. Анализ влияния ГРП на нефтеотдачу пластов на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» // Технологии ТЭК. 2005. № 5 (24). С. 48-55.
3. J.C. Chavez, J. Carruthers, P. McCurdy. Water Flooding Efficiency in a Scenario of Multiple Induced Fractures, an Applied Geomechanical Study // SPE Paper 97526. 2005.
4. Santarelli F.J., Navmøller O. Geomechanical Aspects of 15 Years Water Injection on a Field Complex: An Analysis of the Past to Plan the Future // SPE Paper 112944. 2008.
5. Дополнение к технологической схеме разработки Приобского месторождения : проектно-технологический документ / ООО «ЮНГ-НТЦ Уфа» ; исполн.: Усманов Т.С., Гусманов А.А. Уфа, 2005 [протокол ЦКР Роснедра от 28.07.2006 №5045].
6. Усманов Т.С., Гусманов А.А., Муллагалин И.З., Мухаметшина Р.Ю., Червякова А.Н., Свешников А.В. Особенности проектирования разработки месторождений с применением гидроразрыва пласта // VI Международный технологический симпозиум «Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтегазоотдачи» : труды. М., 2007. С. 267-272.
7. Загуренко А.Г., Коротовских В.А., Колесников А.А., Тимонов А.В., Кардымон Д.В. Технико-экономическая оптимизация дизайна гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2008. № 11. С. 54-57.
8. J.E. Onwunalu, L.J. Durlofsky. Development and application of a new well pattern optimization algorithm for optimizing large-scale field development // SPE Paper 124364. – 2009.

9. Хасанов М.М., Краснов В.А., Мусабилов Т.Р., Мухамедшин Р.К. Технико-экономический анализ систем разработки, сформированных скважинами с трещинами ГРП // Нефтяное хозяйство. 2009. № 2. С. 92-96.

10. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов // Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. 140 с.

11. Авторский надзор за выполнением проектных решений Дополнения к технологической схемы разработки Приобского месторождения // Протокол ЦКР Роснедра от 10.06.2009 № 4608.

12. Байков В.А., Безруков А.В., Бикбулатов С.М., Емченко О.В., Мухарлямов А.Р., Сулейманов Д.Д., Усманов Т.С. Использование данных нормальной эксплуатации скважин для устранения неопределенности при геостохастическом моделировании // Нефтяное хозяйство. 2009. № 11. С. 2-5.

## SELECTING THE OPTIMAL SYSTEM DESIGN FOR THE FIELDS WITH LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS

V.A. Baikov<sup>1</sup>, R.M. Zhdanov<sup>2</sup>, T.I. Mullagaliev<sup>3</sup>, T.S. Usmanov<sup>4</sup>

“RN-UfaNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

e-mail: <sup>1</sup>Baikov@ufanipi.ru, <sup>2</sup>ZhdanovRM@ufanipi.ru,

<sup>3</sup>TimurM@ufanipi.ru, <sup>4</sup>UsmanovTS@ufanipi.ru

**Abstract.** *One of the urgent problems of field development is the selection of optimal in technical-economic parameters system design. This paper presents a new method of selection of systems for vertical (deviated) wells with hydraulic fracturing and auto hydraulic fracturing. The application of this technique for Priobskoe field allowed to find more efficient system design than being used. In Oil Company Rosneft this new system is called the linear "Ufa" system.*

*The linear system design was realized in experimental part of Priobskoe oilfield. Special research program is conducted now to study: 1) the direction of crack fracturing; 2) the effect from auto hydraulic fracturing; 3) sweep efficiency changes, etc..*

**Keywords:** *hydraulic fracturing, auto hydraulic fracturing, oilfield development system with hydraulic fracturing, new systems of oilfield development, sweep efficiency*

### References

1. Kudryashov S.I., Bachin S.I., Pasyнков A.G., Latypov A.R., Sveshnikov A.V., Usmanov T.S., Afanas'ev I.S., Nikitin A.N. Gidrorazryv plasta kak sposob razrabotki nizkopronitsaemykh kollektorov (Hydraulic fracturing as a way of developing low permeability reservoirs). Neftyanoe khozyaistvo – Oil Industry, 2006, Issue 7, pp. 80-83.

2. Usmanov T.S., Mullagalin I.Z., Afanas'ev I.S., Mukhametshin R.K., Khatmullin I.F., Ababkov K.V., Pasyнков A.G. Analiz vliyaniya GRP na nefteotdachu plastov na mestorozhdeniyakh OAO “Yuganskneftegaz” (Analysis of the influence of hydraulic fracturing for oil recovery in the fields of “Yuganskneftegaz” JSC). Tekhnologii TEK, 2005, Issue 5 (24), pp. 48-55.

3. J.C. Chavez, J. Carruthers, P. McCurdy. Water Flooding Efficiency in a Scenario of Multiple Induced Fractures, an Applied Geomechanical Study // SPE Paper 97526. – 2005.

4. Santarelli F.J., Havmøller O. Geomechanical Aspects of 15 Years Water Injection on a Field Complex: An Analysis of the Past to Plan the Future // SPE Paper 112944. 2008.

5. Dopolnenie k tehnologicheskoy sheme razrabotki Priobskogo mestorozhdenija : proektno-tehnologicheskij dokument (Addition to the technological development

scheme Priobskoe: Technological design document) / "YUNG-NTC Ufa" LLC; Usmanov T.S., Gusmanov A.A. Ufa, 2005 [protokol CKR Rosnedra from 28.07.2006 №5045].

6. Usmanov T.S., Gusmanov A.A., Mullagalin I.Z., Muhametshina R.Ju., Chervjakova A.N., Sveshnikov A.V. Osobennosti proektirovaniya razrabotki mestorozhdenij s primeneniem gidrorazryva plasta (Features of the design of field development with the use of hydraulic fracturing). Proceedings of the VI International Technology Symposium "Novye resursosberegajuwie tehnologii nedropol'zovaniya i povysheniya neftegazotdachi". Moscow, 2007. pp. 267-272.

7. Zagurenko A.G., Korotovskikh V.A., Kolesnikov A.A., Timonov A.V., Kardymon D.V. Tekhniko-ekonomicheskaya optimizatsiya dizaina gidrorazryva plasta (Techno-economic optimization of the design of hydraulic fracturing). Neftyanoe khoziaistvo – Oil Industry, 2008, № 11, pp. 54-57.

8. J.E. Onwunali, L.J. Durlofsky. Development and application of a new well pattern optimization algorithm for optimizing large-scale field development // SPE Paper 124364. – 2009.

9. Khasanov M.M., Krasnov V.A., Musabirov T.R., Mukhamedshin R.K. Tekhniko-ekonomicheskii analiz sistem razrabotki, sformirovannykh skvazhinami s treshchinami GRP (Techno-economic analysis of development systems formed wells with fractures from hydraulic fracturing). Neftyanoe khoziaistvo – Oil Industry, 2009, Issue 2, pp. 92-96.

10. Kanevskaya R.D. Matematicheskoe modelirovanie gidrodinamicheskikh protsessov razrabotki mestorozhdenii uglevodorodov (Mathematical modeling of hydrodynamic processes of hydrocarbon deposit development). Izhevsk, 2002. 140 p.

11. Avtorskii nadzor za vypolneniem proektnykh reshenii Dopolneniya k tekhnologicheskoi skhemy razrabotki Priobskogo mestorozhdeniya (Field development audit the design decisions addition to the technological development scheme Priobskoe field). Protokol TsKR Rosnedra ot 10.06.2009 № 4608).

12. Baikov V.A., Bezrukov A.V., Bikbulatov S.M., Emchenko O.V., Mukharlyamov A.R., Suleimanov D.D., Usmanov T.S. Ispol'zovanie dannykh normal'noi ekspluatatsii skvazhin dlya ustraneniya neopredelennosti pri geostokhasticheskom modelirovanii (Using the data of the normal operation of wells to eliminate uncertainty in a geostochastic simulation). Neftyanoe khoziaistvo – Oil Industry, 2009, Issue 11, pp. 2-5.