

Повышение эффективности системы заводнения на ачимовских отложениях за счет трансформации системы разработки (на примере Поточного месторождения)

О.В. Стародубцев (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени)

Адрес для связи: StarodubtsevOV@tmn.lukoil.com

Ключевые слова: ачимовская толща, эффективность заводнения, трансформация системы разработки, экономический эффект

В работе оценена текущая система заводнения ачимовской толщи на Поточном месторождении. Предложен способ повышения эффективности системы заводнения и представлены результаты его внедрения. Приведена динамика показателей при разных расстояниях между нагнетательной и добывающей скважинами. Обоснована недостаточная текущая эффективность системы заводнения и предложена ее трансформация. Для обоснования эффективности трансформации системы разработки выполнены сравнительные расчеты эксплуатации изолированного участка в районе скв. 118Р с использованием секторной геолого-гидродинамической модели. Результаты расчетов подтвердили выдвинутое предположение, после чего была предложена программа промышленного испытания метода. В рамках опытно-промышленных работ предложена трансформация системы заводнения, реализованной на соседнем разбуренном участке, за счет перевода части низкопродуктивных добывающих скважин под нагнетание воды. Подготовлена и адресная программа оптимизации системы поддержания пластового давления. Показано, что реализация предложенных решений обеспечило дополнительную добычу нефти. Экономический эффект за 2016 г. составил 89,7 млн руб.

Increasing the efficiency of the waterflooding system on the Achimov deposits due to the transformation of the development system (on the example of the Potochnoye field)

O.V. Starodubtsev (KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, RF, Tyumen)

E-mail: StarodubtsevOV@tmn.lukoil.com

Keywords: Achimov formation, waterflooding efficiency, transformation of the development system, economic effect

The current waterflooding system at the Achimov formation of the Potochnoye field is estimated, and method for increasing efficiency is proposed. The results of implementing the proposed solution are shown. The authors showed the dynamics of the indices at different distances between the injection and production wells, and substantiated the insufficient current efficiency and proposed a solution due to the transformation of the waterflooding system. The authors carried out comparative calculations of the operation of an isolated section of well area № 118P of the Achimov formation with the use of a sectoral hydrodynamic model to substantiate the efficiency of transformation of the development system. After the calculations made the program of industrial testing of the method was proposed. The authors proposed the transformation of the implemented waterflooding system on the nearby section by transferring a part of the low-productive extraction fund to water injection, prepared and presented the address program of the development to maintain reservoir pressure in experimental industrial works. The proposed solutions are fulfilled. The authors have estimated the volumes of additionally produced oil and the economic efficiency of the program. For 2016, the economic effect amounted to 89.7 million rubles.

В связи с постепенным истощением традиционных продуктивных пластов, актуальной является задача вовлечения в разработку объектов с трудноизвлекаемыми запасами. Решению этой задачи способствует активное развитие технологий, которые позволяют осуществлять рентабельную

разработку таких объектов. В данной работе рассматривается один из сложнейших объектов разработки с трудноизвлекаемыми запасами на территории Западной Сибири – ачимовская толща, и обсуждаются особенности организации системы заводнения на этом объекте. Исследование проведено на примере Поточного месторождения, но результаты и выводы применимы в условиях других месторождений.

Нефтеносность ачимовской толщи на Поточном месторождении установлена в 1974 г., запасы промышленных категорий поставлены на баланс с 1981 г. Из-за неоднородности геологического строения и низкой проницаемости нефтеносных коллекторов запасы ачимовской толщи относятся к категории трудноизвлекаемых и длительное время не разрабатывались из-за низкой технологической эффективности. Одно из основных проектных решений по данному объекту – реализация площадной обращенной девятиточечной системы разработки с расстоянием между скважинами 500×500 м и поэтапная выработка запасов.

С 2003 г. объект активно вводится в разработку благодаря развитию и применению технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП). За последние годы ачимовская толща стала основным объектом разработки Поточного месторождения: данный объект содержит 24,1 % извлекаемых запасов промышленных категорий $A+B_1+B_2$ и обеспечивает 68 % текущей добычи нефти.

Система заводнения на объекте формируется с 2004 г. На ачимовской толще организация системы поддержания пластового давления (ППД) сопровождается множеством осложняющих факторов, которые определяют как невысокую эффективность закачки, так и возможности оптимизации заводнения. Повышение эффективности текущей системы заводнения на ачимовской толще Поточного месторождения предполагает решение двух задач: оценку эффективности сложившейся системы и предположение способа оптимизации, который нужно обосновать расчетами на гидродинамическом симуляторе и проверить в ходе опытно-промышленных работ (ОПР) на промысле.

Оценка эффективности системы поддержания пластового давления на ачимовской толще

Эффективность системы поддержания пластового давления можно оценить по следующим критериям [1]:

- взаимовлияние добывающих и нагнетательных скважин;
- обеспечение охвата пласта воздействием по разрезу и по площади;
- доля эффективной закачки в общем объеме закачанной воды.

Подробное описание применения такого подхода к анализу системы заводнения на ачимовской толще Поточного месторождения дано в-работе [2]. Приведем здесь лишь ключевые выводы.

1. Эффективное расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами составляет от 300 до 500 м (рис. 1).

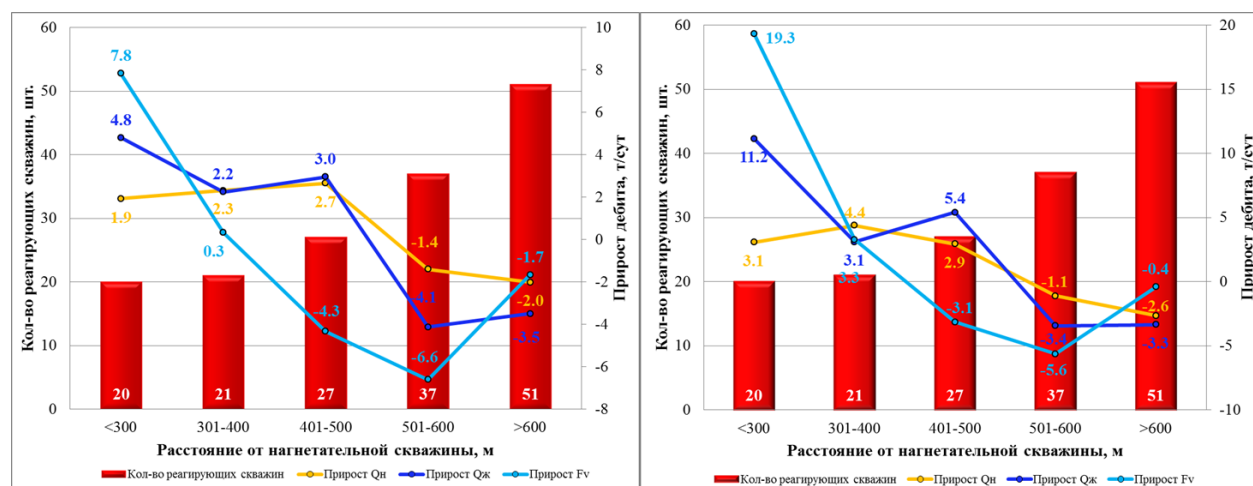


Рис. 1. Зависимость прироста дебитов нефти и жидкости от расстояния до нагнетательной скважины по итогам эксплуатации в течение 6 и 12 мес

2. Результаты расчетов материального баланса и гидродинамическое моделирование свидетельствуют о высокой доле неэффективной закачки на объекте – 49 %, что объясняется как нарушениями технического состояния скважин, так и сложным геологическим строением объекта.

Рассмотрим отдельный элемент девятиточечной системы по сетке 500×500 м: угловые добывающие скважины расположены на расстоянии более 700 м от центра нагнетания. Это противоречие с ранее полученным выводом об

эффективном расстоянии между добывающей и нагнетательной скважинами (300-500 м) определило дальнейшее направление работ. В качестве рабочей гипотезы выбрано направление повышения охвата заводнением за счет увеличения интенсивности воздействия на объект разработки. На базе уже пробуренного фонда это будет осуществляться за счет трансформации системы разработки, на неразбуренных участках – за счет модификации проектных сеток.

Расчеты на гидродинамическом симуляторе

Для проведения сравнительных расчетов на гидродинамическом симуляторе выбрана тектонически экранированная неразбуренная зона в районе скв. 118Р (блок 8). В качестве вариантов расчета использовались системы разработки на базе наклонно направленных скважин с сеткой 500×500 м (табл. 1, рис. 2).

Таблица 1

Вариант	Система разработки	Расстояние между скважинами, м	Число скважин		Соотношение добывающих и нагнетательных скважин
			добывающих	нагнетательных	
1	Обращенная девятиточечная	500	12	5	2,4
2	Обращенная семиточечная	500	10	7	1,4
3	Обращенная пятиточечная	500	9	9	1

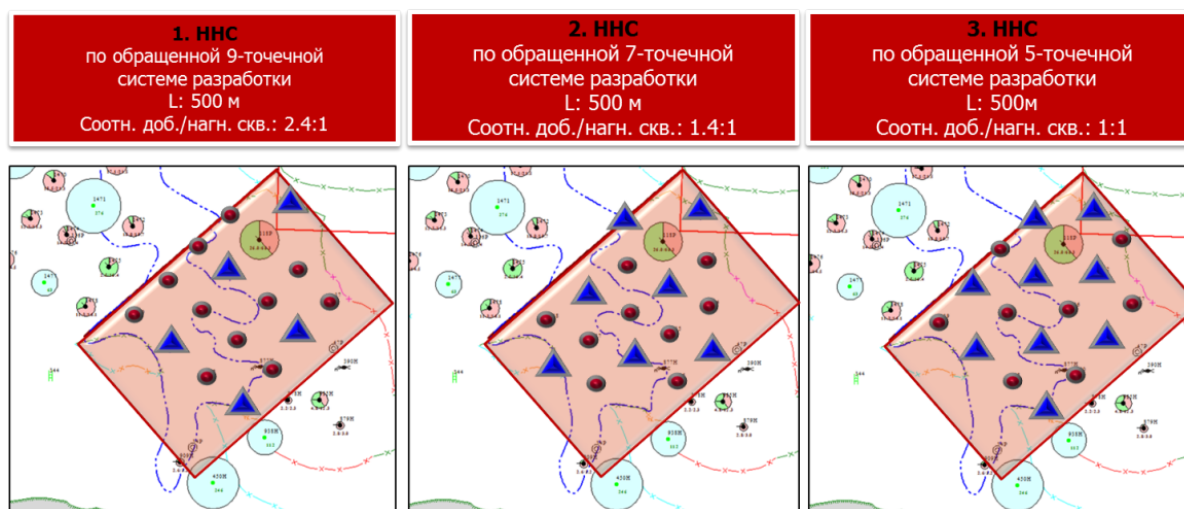


Рис. 2. Варианты расчетов при проверке гипотезы об эффективном расстоянии между скважинами

Для расчетов использовался гидродинамический симулятор Tempest More компании ROXAR.

Скважины вводились в эксплуатацию с 01.05.15 г., расчетный период – до 01.01.20 г. Во всех скважинах моделировалось проведение ГПП через ключевое слово *WFRA*:

W_Prod 01.06.2015 *WFRA* 90 2* 100 2* 401 1* 2* PERF 1 260 0.07 -5 1 ZONE

W_Prod 01.06.2015 *PROD* LPT 100 BHPT 120 WEF 0.9 PLIM WCT 0.99 SHUT PLIM OIL 0.5 SHUT MIN/

W_Inje 01.06.2015 *WFRA* 90 2* 100 2* 4001 1* 2* PERF 1 300 0.07 -3 1 ZONE

W_Inje 01.06.2015 *INJE* WIT 1000 BHPT 440 WEF 0.9 ILIM WAT 0.1 SHUT MIN /

Добывающие скважины перфорировались во всех слоях нефтенасыщенного интервала, нагнетательные – по всему разрезу. Условия отключения скважин: либо обводненность добываемой жидкости достигает 99 %, либо дебит нефти составляет менее 0,5 м³/сут.

На рис. 3 представлены фрагменты кубов нефтенасыщенности на конечную дату расчета.

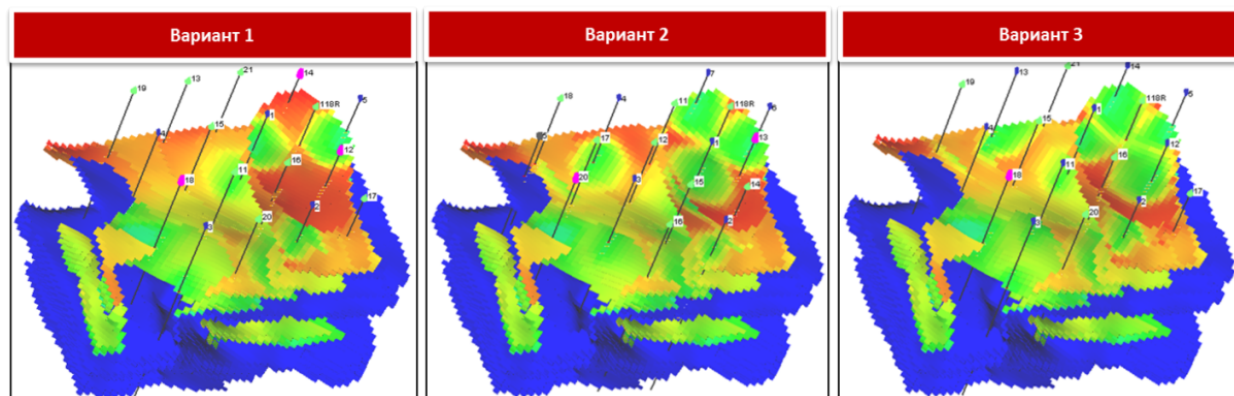


Рис. 3. Фрагменты кубов текущей нефтенасыщенности из гидродинамической модели на 01.01.20 г.

Сравнение основных технологических показателей по вариантам приведено на рис. 4. Накопленная добыча нефти на последнюю дату расчета составила 146 тыс. т для девятиточечной, 215 тыс. т для семиточечной и 225 тыс. т для пятиточечной системы разработки.

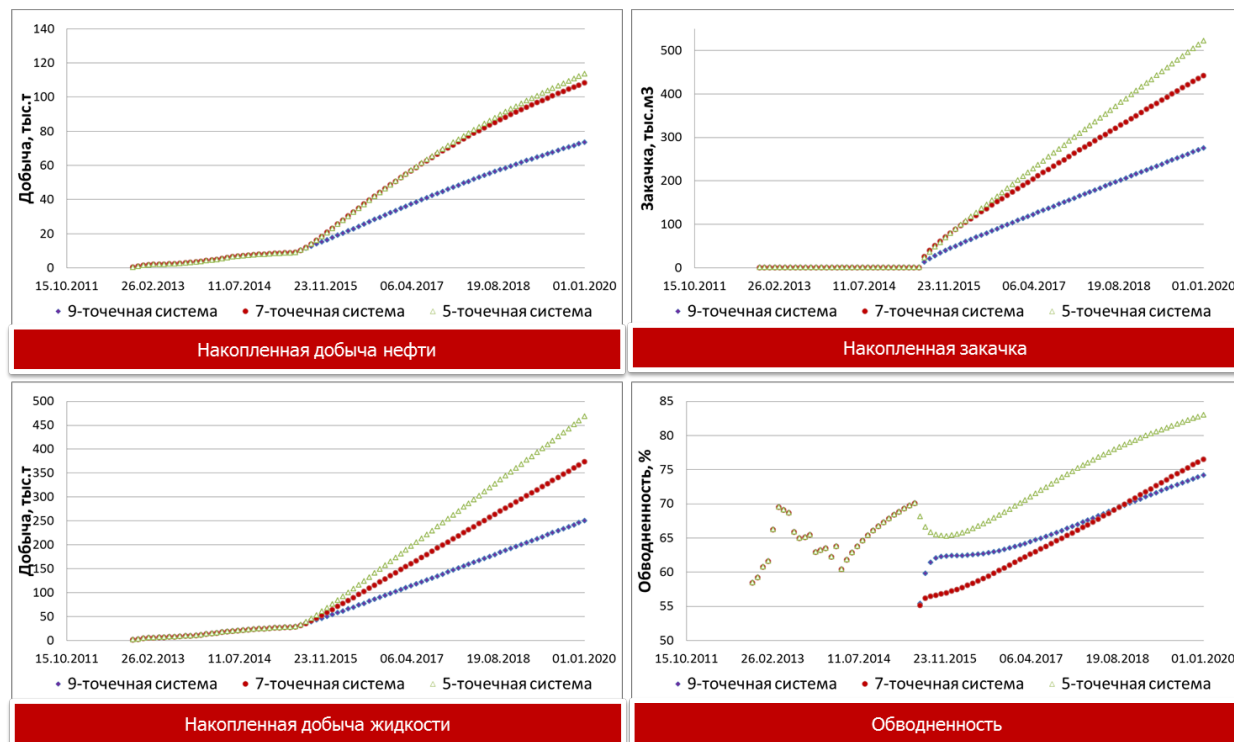


Рис. 4. Динамика основных технологических показателей по вариантам расчета

Лучшие технологические показатели характеризуется вариант разработки по обращенной пятиточечной системе: высокая накопленная добыча нефти, умеренная обводненность и стабильное энергетическое состояние. Следует отметить некоторую особенность полученных расчетов – уменьшение соотношения числа добывающих и нагнетательных скважин приводит к увеличению удельной добычи на одну добывающую скважину и росту добычи в целом.

Таким образом, расчетами подтверждено, что на низкопродуктивных коллекторах ачимовской толщи требуется более интенсивная по воздействию на пласт система заводнения. В рамках ОПР рекомендуются оценка эффективности применения трансформированной сетки на разбуренных участках и применение пятиточечной системы разработки в неразбуренных зонах.

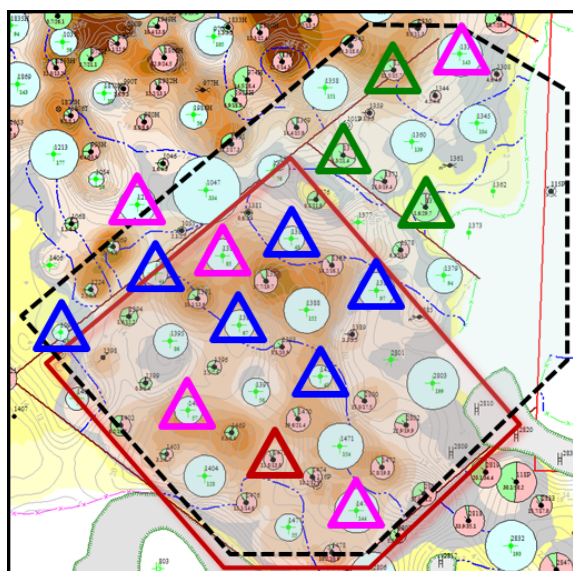
Апробация и результаты ОПР работ

Для проверки результатов исследования выбран участок для проведения ОПР по трансформации системы разработки из обращенной девятиточечной в

шахматно-рядную. Прогнозируемые преимущества после внедрения:

- увеличение охвата вытеснением;
- сокращение объемов непроизводительной закачки;
- улучшение энергетического состояния участка.

На 2015 г. было запланировано освоение девяти добывающих скважин под нагнетание (рис. 5). В течение 2015 г. выполнено шесть операций по переводу скважин в нагнетательный фонд. Анализ результатов внедрения показал, что дополнительная добыча нефти составила 7,1 тыс. т, экономический эффект – 47,6 млн руб.









-  Выполненные ОПД в 2015 году
-  Выполненные ОПД в 2016 году
-  Планируемые ОПД
-  Дополнительные ОПД
-  Граница участка ОПР
-  Граница расширенного участка

Рис. 5. Фрагмент карты текущего состояния разработки на 01.01.17 г. с участком ОПР по трансформации системы разработки на ачимовской толще Поточного месторождения

По результатам внедрения за 2015 г. участок ОПР был расширен в северо-восточном направлении, на 2016-2017 гг. было дополнительно запланировано шесть мероприятий по оптимизации системы ППД. За 2016 г. выполнено пять

мероприятий. Технологические показатели по участку ОПР приведены на рис. 6. Накопленный эффект от реализации мероприятий на 01.01.17 г.: дополнительная добыча нефти – 11,3 тыс. т, чистый дисконтированный доход – 89,7 млн руб.

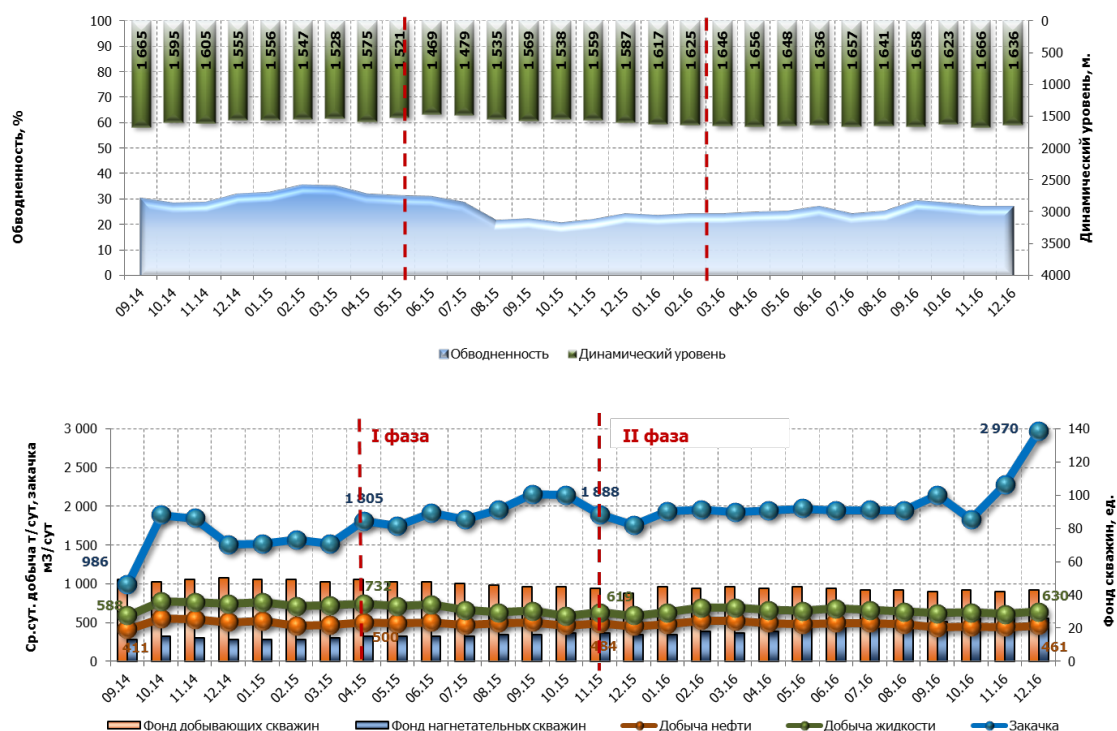


Рис. 6. Динамика технологических показателей по участку ОПР

Список литературы

1. Уиллхайт Г.П. Заводнение пластов – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 788 с.
2. Стародубцев О.В., Соколов И.С. Анализ эффективности системы заводнения на объекте ачимовская толща Поточного месторождения с применением аналитических методов. В сб. материалов 14-й конференции молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени. – Шадринск: Изд-во ОГУП «Шадринский дом печати», 2014. – С. 232-244.