

РЕЗУЛЬТАТЫ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ ВЯТСКОЙ ПЛОЩАДИ АРЛАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЛИМЕРНО-ГЕЛЕВОЙ ТЕХНОЛОГИЕЙ «ТЕМПОСКРИН»

Д.А. Каушанский, В.Б. Демьяновский, А.В. Сурмаев, М.В. Сурмаев,
П.Е. Толстухин, Д.Н. Звонарев, В.Н. Корякин
ИПНГ РАН, ОАО «Белкамнефть», dak@ipng.ru

Вятская площадь Арланского месторождения разрабатывается с 1973 г., общий фонд скважин – около 1700 шт. С 2003 г. отношение количества действующих добывающих скважин к нагнетательным снизилось с 4,7 до 3,5. На сегодняшний день фонд добывающих скважин составляет около 700 шт., нагнетательных – более 200. Наблюдается быстрый рост обводненности (до 98%) добываемой продукции вследствие увеличения подвижности пластовых флюидов.

Территория Вятской площади расположена в восточной части Камско-Вятского артезианского бассейна, представленного толщей палеозойских отложений. Нефтеносность Вятской площади связана с отложениями нижнего и среднего карбона. Продуктивные залежи приурочены к пластам терригенной толщи нижнего карбона. Терригенные отложения бобриковского и тульского горизонтов визейского яруса нижнего карбона, представленные пластами C_1I , C_1II , C_1III , C_1IV , C_1IV_0 , C_1V , C_1VI , C_1VI_0 , характеризуются низким газосодержанием ($13-16 \text{ м}^3/\text{т}$) и низким давлением насыщения (82 атм).

Для проведения опытно-промышленных работ по технологии «Темпоскрин» на данной территории были предложены нагнетательная скважина 6699 со вскрытыми пластами C_1III , C_1IV , C_1VI и нагнетательная скважина 8730 со вскрытыми пластами C_1III , C_1IV .

Пласт C_1III

Пласт C_1III имеет самое широкое развитие (как коллектор) в пределах Вятской площади. Благоприятное сочетание литолого-фациальной характеристики и структурного положения выделяет его как наиболее продуктивный объект среди всех площадей и пластов терригенной толщи Арланского месторождения.

Литологически экранированная залежь 1с пласта C_1III в отличие от других пластов Вятской площади имеет сплошное поле развития коллекторов. Это единая залежь, переходящая на Николо-Берёзовскую площадь.

Коллекторы вскрыты в 1022 скважинах (90.3% от пробуренных скважин). Неколлекторы представлены в 110 скважинах (9.7%); это небольшие по размерам редкие “пятна” плотных пород. Наиболее крупные по размерам зоны плотных пород, вскрытые 10 и более скважинами, выявлены в северной и северо-западной частях площади (в районах ПРС 11, 13, 26). В западной и юго-западной частях площади наблюдается частичное экранирование плотными породами по контуру залежи. Толщины коллекторов в скважинах, приуроченных к зонам плотных пород, снижаются от 5.2 и 3.6 м до 2.0 и 0.8 м.

Водонефтяной контакт изменяется от 1188.3 до 1192.0 м. Он проведён с учётом материалов ГИС и результатов опробования. Пласт С₁III отдельно опробован в 180 скважинах, средний начальный дебит нефти 7.3 т/сут.

Нефтенасыщенные толщины коллекторов изменяются от 0 до 8.8 м, при этом число случаев нефтенасыщенных толщин в интервале 3.0–4.0 м составляет 28.9%.

Пласт С₁IV

Пласт С₁IV имеет незначительное развитие по площади. Пласт представлен коллектором в 326 скважинах (28.8% пробуренных скважин). Выделено 45 залежей нефти, 34 из которых вскрыты 1-3 скважинами.

Пласт отдельно опробован в 4 скважинах, средний начальный дебит нефти 5.8 т/сут. Нефтенасыщенные толщины коллекторов изменяются от 0.6 до 6.8 м, наибольшее число случаев значений нефтенасыщенных толщин (65.5%) находится в интервале от 1.0 до 2.0 м.

Пласт С₁VI

Пласт С₁VI на Вятской площади отличается по геологическому строению от вышележащих пластов, т.к. имеет наиболее сложную литолого-фациальную характеристику. Этот пласт является вторым по объёму геологических запасов нефти и характеризуется наиболее эффективными толщинами и высокой неоднородностью по площади.

Коллекторы вскрыты в 1001 скважине (88.6% пробуренных скважин), из них нефтяные коллекторы составляют 23.8%, водонефтяные 38.1%, водоносные 38.1%. Пласт С₁VI представлен неколлекторами в 129 скважинах (11.4% пробуренных скважин). Вскрыто 15 залежей нефти. Наиболее крупные залежи – 1с (нефтяная зона вскрыта 227

скважинами, водонефтяная – 14), 15 (водонефтяная зона вскрыта 22 скважинами). В остальных залежах коллекторы пласта C_1VI , в основном, нефтеводонасыщенны.

Положение водонефтяного контакта по залежам пласта C_1VI изменяется от 1188.5 (залежь 5 на северо-западе площади) до 1201.0 м (залежь 3 на севере площади). По остальным залежам ВНК изменяются от 1191.0 (залежь 11 с) до 1196.0 м (залежь 9).

В пределах площади отмечается весьма значительное колебание значений общих толщин коллекторов (от 0 до 32.4 м). Зона увеличенных толщин коллекторов в виде узкой полосы прослеживается в юго-западной и западной частях площади. Эта зона граничит с большой по размерам и сложной по конфигурации зоной отсутствия коллекторов.

Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0 до 25.0 м. Наблюдается резкое колебание их по площади. В центральной и восточной частях площади преобладают толщины коллекторов в основном менее 6 м (редко 8 м), разделённые зонами плотных пород и зонами, где коллекторы водонасыщенны. В северо-западной и юго-западной частях площади выделяются два высокопродуктивных участка (залежь 1с), где нефтенасыщенные толщины изменяются от 0 до 25 м. Распределение нефтенасыщенных толщин пласта C_1VI показало, что число случаев нефтенасыщенных толщин от 0 до 8 м составляет 80.4%, большая часть нефтенасыщенных толщин (27.3%) заключена в интервале от 2.0 до 4.0 м.

Пласт C_1VI бобриковского и радаевского горизонтов сложен преимущественно мелкозернистыми кварцевыми песчаниками, иногда крупнозернистыми алевролитами.

Раздельно пласт опробован в 184 скважинах, начальный средний дебит нефти 24.9 т/сут.

Сводная геолого-физическая характеристика объектов разработки Вятской площади приведена в табл. 1. Коэффициент расчлененности пласта C_1III – 1.1, C_1IV – 1 и C_1VI – 1.82.

Свойства и состав пластовых вод, применяемых при закачке, приведены в табл. 2.

Следует иметь в виду, что содержание количества ионов значительно и возможно выпадение осадка – сульфата кальция ($CaSO_4$).

Анализ данных показал, что, несмотря на соседство с нагнетательными скважинами (около 250 м), реакция на закачку многих добывающих скважин незначительна. Это явление объясняется низкой подвижностью воды в кавернозно-поровом нефтенасыщенном коллекторе.

В связи с осложненными условиями эксплуатации данного месторождения авторы считают целесообразным в целях увеличения нефтеотдачи рассмотреть возможность использования на нем технологии физико-химического воздействия на продуктивные пласты полимерно-гелевой системой «Темпоскрин».

Реагент «Темпоскрин» – порошок светло-жёлтого цвета. При смешении с водой образует гидрогели. Малочувствителен к воздействию солей и стойкий к деградации в пластовых условиях. Не содержит сшивающих примесей, солей тяжёлых металлов и других вредных компонентов, что делает его применение экологически безопасным.

Таблица 1

**Сводная геолого-физическая характеристика объектов разработки
Вятской площади**

Параметры	ТТНК
Средняя глубина залегания а.о., м	-1155
Тип залежей	структурно-литологические
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	144346
Средняя общая толщина, м	21
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5.9
Коэффициент пористости, доли ед.	0.223
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0.875
Проницаемость по керну, мД	715
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.825
Начальная пластовая температура, °С	24
Начальное пластовое давление, МПа	14
Давление насыщения нефти газом, МПа	8.2
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа-с	24.2
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м	0.882
Газосодержание нефти, м ³ /т	16.4
Содержание в нефти, % вес.	
смола и асфальтенов	24.9
серы	2.53
парафина	3.44
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа-с	1.6
Плотность воды в пластовых условиях, т/м	1.181
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.692

Особенностью применяемой ПГС «Темпоскрин» является ее способность избирательно воздействовать на пласты с различными коллекторскими свойствами и в первую очередь проникать в высокопористые и более проницаемые прослои и изолировать их.

Таблица 2

**Свойства и состав пластовых вод пластов ТГНК Вятской площади
(по результатам анализа вод Визейского терригенного водоносного комплекса)**

Параметры	Диапазон значений	Среднее значение
Плотность воды, кг/м ³	1170–1184	1181
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	-	1.6
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа * 10 ⁻⁴	-	2.6
Химический состав вод, мг/л		
Na ⁺ + K ⁺	38.9–117.5	89.08
Ca ⁺²	8.8–18.0	10.99
Mg ⁺²	1.5–5.96	3.27
Cl ⁻	144.7–218.1	166.2
HCO ₃ ⁻	0.02–0.61	0.14
SO ₄ ⁻²	0.09–1.59	0.76
Br ⁻	165–348	274
Li ⁺	2–5.6	3.1
Sr ⁺²	144–341	250
Общая минерализация, г/л	224.3–354.8	271.8
Водородный показатель, рН	6.5–7.5	6.95
Химический тип воды	Хлоридно-кальциевый	

При воздействии на пласт ПГС «Темпоскрин» происходит выравнивание профиля приемистости в разрезах нагнетательных скважин и изоляция обводнённых пластов, что приводит к вовлечению в разработку застойных зон и пластов с ухудшенными коллекторскими свойствами. Реагент «Темпоскрин», применяемый для увеличения нефтеотдачи пласта в условиях Вятской площади Арланского месторождения, представляет собой модернизированный гелеобразующий состав, более стойкий к повышенной минерализации воды и пригодный для использования при температурах вплоть до 85 °С.

Технология воздействия на пласты заключается в последовательном нагнетании в скважины заданных объёмов реагента определённой концентрации и в продавливании его

порциями воды. В условиях Вятской площади Арланского месторождения были испытаны два способа применения реагента.

Выбор участков проведения опытных работ осуществлялся исходя из следующих условий:

- для эксперимента подбирались участки месторождения с высокой обводненностью получаемой продукции (более 70–80%);
- для успешной закачки реагента выбирались нагнетательные скважины, обладающие высокой приемистостью;
- для проведения эксперимента подбирались скважины, в разрезах которых продуктивный горизонт присутствует в достаточном объеме и представлен прослоями с различными коллекторскими свойствами.

Выполнение этих условий позволило в дальнейшем объективно оценить возможности избирательного воздействия данного реагента при обработке им разрезов скважин.

Для исключения влияния посторонних гидродинамических воздействий выбираемый участок должен быть обособлен от других нагнетательных скважин.

Таким образом, с одной стороны, обводнение скважин вероятно за счет выработки нижнего продуктивного пласта; с другой стороны, высокой обводненности продукции может быть опережающее обводнение по верхнему пласту, происходящее по пластам с лучшими коллекторскими свойствами.

Закачка в нагнетательные скважины №6699, №8730 ПГС «Темпоскрин» была произведена в соответствии с программой работ, утвержденной главным геологом ОАО «Белкамнефть» в июле 2009 г.

Геолого-технические характеристики скважин выбранных участков представлены в табл. 3 (для нагнетательных скважин) и в табл. 4 (для добывающих – реагирующих скважин).

Таблица 3

**Геолого-технические характеристики нагнетательных скважин участков работ
НГДУ-1 ОАО «Белкамнефть»**

№ п/п	№ скв.	Пласт	Интервал перфорации, м	Перфорированная мощность, м	Приемистость, м ³ /сут, атмосфер
1	6699	Вятская площадь	1305.2–1310.8 1316.0–1320.4 1325.2–1326.4 1328.0–1330.8	13.4 5 – С ₁ Ш, 4.4 – С ₁ IV, {1.2 и 2.8} – С ₁ VI	600 Рб=140
2	8730	Вятская площадь	1271.2–1275.4 С ₁ Ш 1282.2–1284.2 С ₁ IV	6 4 – С ₁ Ш, 2 – С ₁ IV	170 Рб=120

Таблица 4

Технологический режим работы добывающих скважин в зоне реагирования

№	№ скв.	Пласт	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, м ³ /сут	Содержание воды, %
Участок нагнетательной скважины 6699					
1	6675	Вятская пл.	0,8	207,3	99,5
2	21	<<	11,3	281,9	95,5
3	6419	<<	8,6	34,8	72,3
4	6720	<<	6,7	65,5	69,4
5	6719	<<	10,9	222,5	94,5
6	6676	<<	8,7	254,8	96,2
7	6700	<<	5,5	23,3	73,5
8	9988	<<	11,7	54,1	75,8
Участок нагнетательной скважины 8730					
11	8773	<<	3,3	49,0	92,5
12	8772	<<	13,3	53,7	72,4
13	8731	<<	2,6	110,8	97,4
14	8150	<<	11,3	237,6	94,7
15	8723	<<	5,5	100,8	93,9
16	8765	<<	4,8	27,3	80,1

Целью настоящих опытно-промышленных работ является:

- 1) снижение обводненности добываемой продукции, изменение профиля приемистости нагнетательных скважин и увеличение добычи нефти на объектах ОАО «Белкамнефть»;
- 2) освоение технологии приготовления и закачки ПГС «Темпоскрин», в том числе при использовании пластовой воды при закачке в пласт, определение параметров процесса, уточнение методики расчета технико-экономической эффективности предлагаемой технологии;
- 3) выявление неблагоприятных факторов (технологических, природных и геологических), ограничивающих возможности метода и снижающих его эффективность;
- 4) выработка практических рекомендаций по дальнейшему внедрению технологии на объектах ОАО «Белкамнефть».

Для проведения опытно-промышленных работ в 2009 г. ОАО «Белкамнефть» совместно с ООО НТС «Атомбиотех» были выбраны под закачку нагнетательные скважины №6699 и 8730 по объектам С₁Ш и С₁VI. На рис. 1 и 2 показаны схемы расположения участков данных скважин.

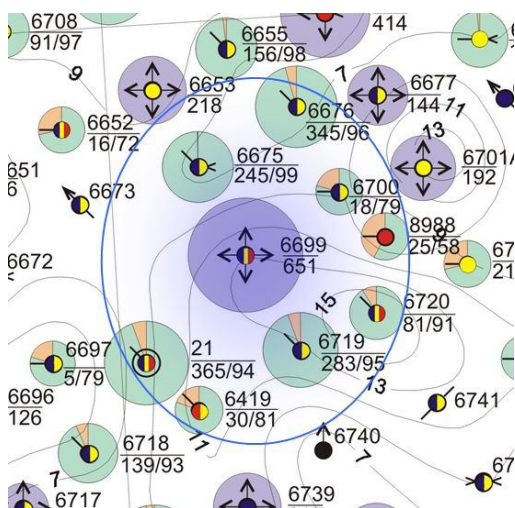


Рис. 1. Окружение нагнетательной скв. № 6699

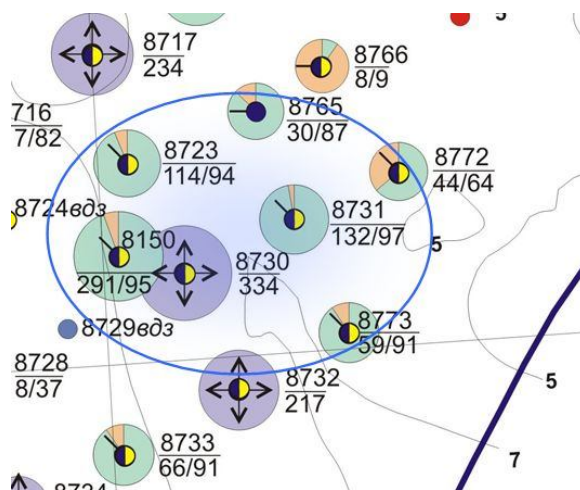


Рис. 2. Окружение нагнетательной скв. № 8730

Для прогноза базового варианта использовали методики, в которых проводится аппроксимация фактических показателей уравнениями функциональных зависимостей таких переменных, как текущие или накопленные показатели добычи нефти и жидкости, обводненность продукции и т.п. Как правило, эти зависимости представляют собой

уравнения линейной регрессии в той или иной специально выбранной системе координат, а коэффициенты этих уравнений являются определяемыми параметрами.

При расчете технологической эффективности воздействия были использованы известные методы определения дополнительной добычи нефти, получаемой за счет производимых воздействий на пласт. К группе таких методов относятся расчеты по характеристикам вытеснения.

Метод определения технологической эффективности по кривым вытеснения заключается в сравнении фактической добычи нефти и ее прогнозируемого уровня, который мог быть достигнут в случае продолжения эксплуатации месторождения в прежнем режиме, т.е. без дополнительного воздействия. Поэтому определения вероятных уровней добычи при сохранении неизменных условий эксплуатации осуществляются на основе экстраполяции прямолинейных участков кривых вытеснения.

Предпочтение было отдано методике, в которой такое влияние изменения режимов работ скважин малосущественно. Это зависимость накопленной добычи нефти ($Q_{ж}$). Можно считать, что в данной зависимости в основном учитываются фильтрационные свойства дренируемой части пласта.

За базу приняты показатели добычи жидкостей за 6 месяцев, предшествовавших закачке реагента «Темпоскрин».

Поскольку криволинейные участки характеристик вытеснения неудобны для экстраполяции, для их «выравнивания» применяются различные формулы. Для расчетов были использованы наиболее распространенные зависимости следующих пяти видов:

$$\frac{Q_{г}}{Q_{н}} = A + B \cdot Q_{г} \quad (1), \quad Q_{н} = A + \frac{B}{\sqrt{Q_{ж}}} \quad (2),$$

$$\frac{Q_{г}}{Q_{н}} = A + \frac{B}{Q_{ж}} \quad (3), \quad Q_{ж} = A + B \cdot Q_{г} \quad (4),$$

$$Q_{г} \cdot Q_{ж} = A + B \cdot \ln Q_{ж} \quad (5).$$

Прирост добычи связан с тем, что взаимодействие ПГС «Темпоскрин» с породой представляет собой сложный многофакторный процесс и вытеснение дополнительной нефти из пласта под влиянием такого воздействия происходит как за счет увеличения охвата пласта воздействием и вовлечения в разработку дополнительных, ранее не

охваченных частей пластового резервуара, так и за счет повышения нефтеотдачи пласта в связи с реологическими и физико-химическими свойствами «Темпоскрин».

Практически все скважины начинают реагировать сразу после проведения закачки. Увеличение добычи нефти прослеживается в течение 2–4 мес., при этом наблюдается уменьшение и стабилизация обводненности. Дополнительная добыча нефти по характеристикам вытеснения – 1412 т (по состоянию на 01.01.2010 г.). Также происходит снижение отборов попутной воды, которое составило на ту же дату 6450 т.

Технологический эффект для участков нагнетательных скважин №6699 и 8730, обработанных реагентом «Темпоскрин», показан на рис. 3–6 (см. Приложение).

На рис. 7 (см. Приложение) графически изображено изменение ключевых показателей разработки для участка нагнетательной скважины №6699. Наибольший технологический эффект был достигнут в окружении этой скважины за счет дополнительно добытой нефти.

В сентябре 2009 г. в две скважины Вятской площади Арланского месторождения было закачено 3 т (в сухом виде) реагента «Темпоскрин». Общий технологический эффект за 5 месяцев составил 1412 т дополнительно добытой нефти. Ориентировочная оценка экономической эффективности показала, что на каждый рубль затрат прибыль составляет 26 рублей.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что в условиях Вятской площади Арланского месторождения, осложненных высокой минерализацией воды, технология физико-химического воздействия полимерно-гелевых систем «Темпоскрин» является эффективным методом увеличения нефтеотдачи, стабилизации и уменьшения обводненности добываемой продукции.

ПРИЛОЖЕНИЕ

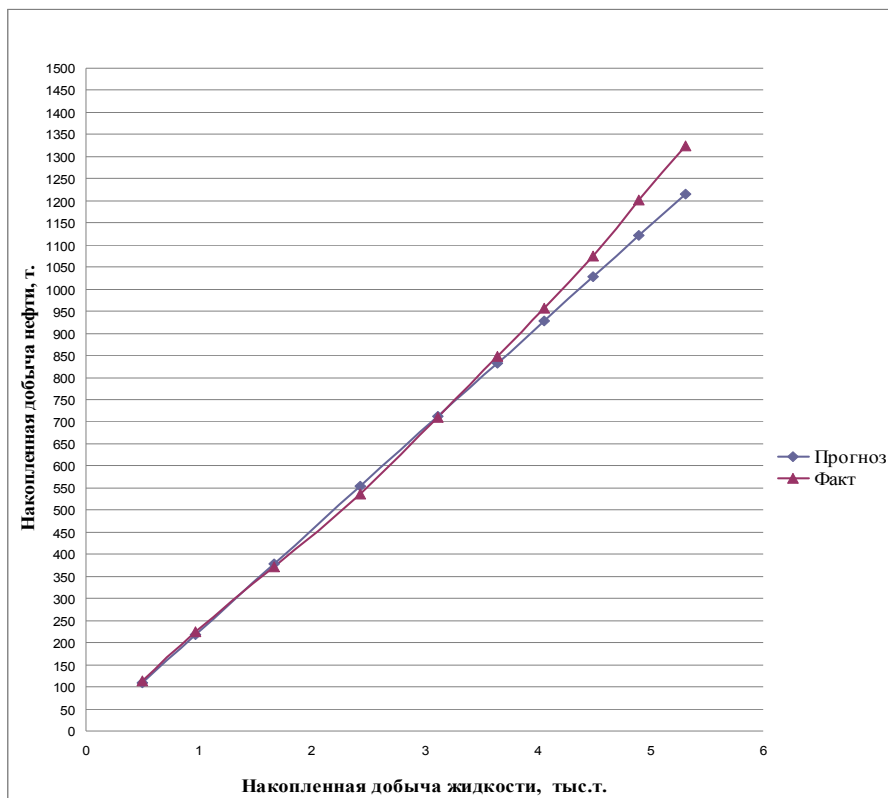


Рис. 3. Скв. № 6700 (нагнетательная № 6699)

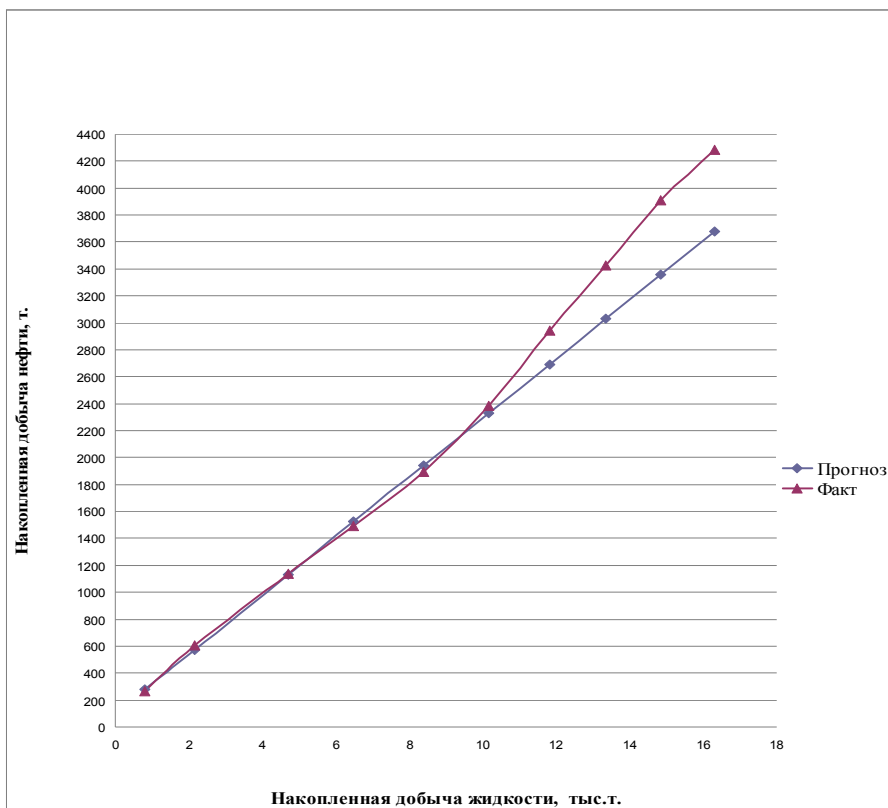


Рис. 4. Скв. № 8988 (нагнетательная № 6699)

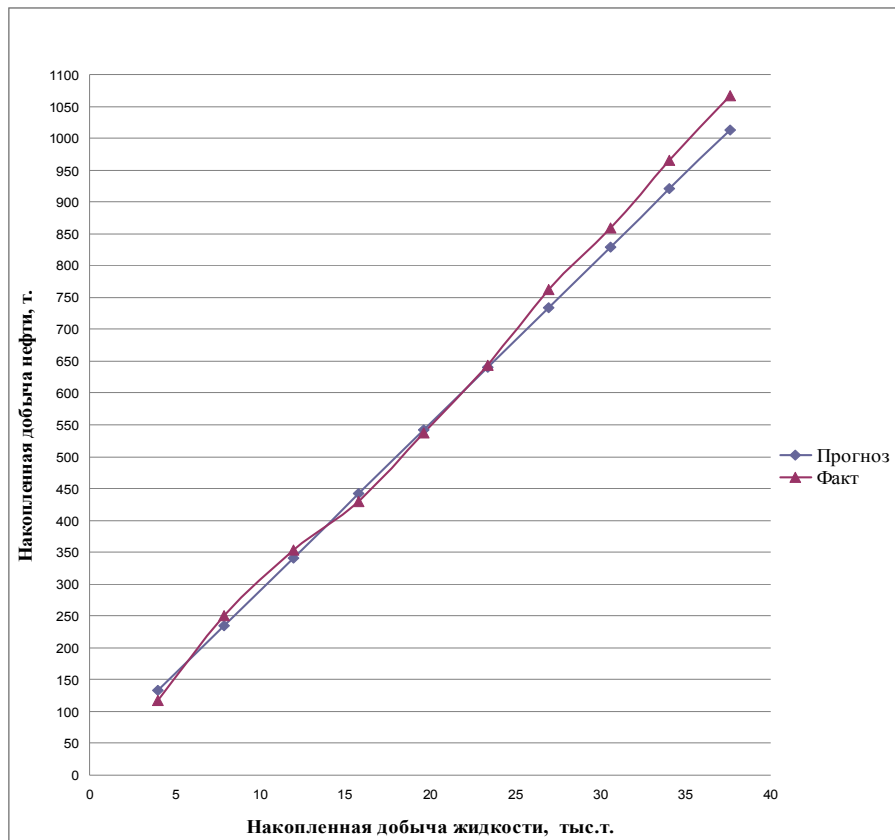


Рис. 5. Скв. № 8731 (нагнетательная № 8730)

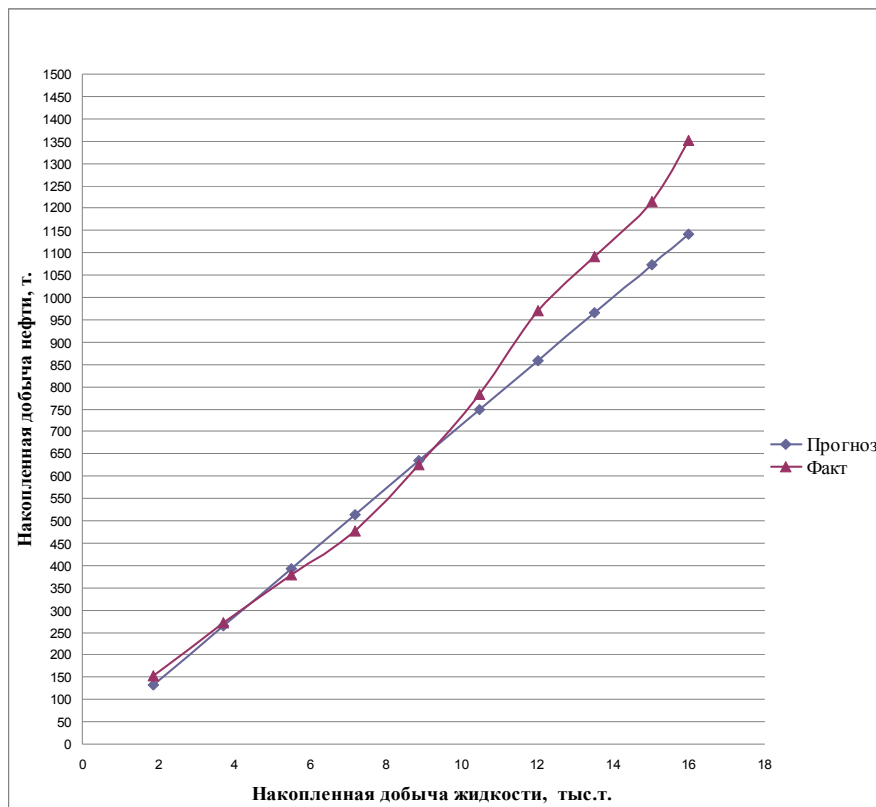


Рис. 6. Скв. № 8773 (нагнетательная № 8730)

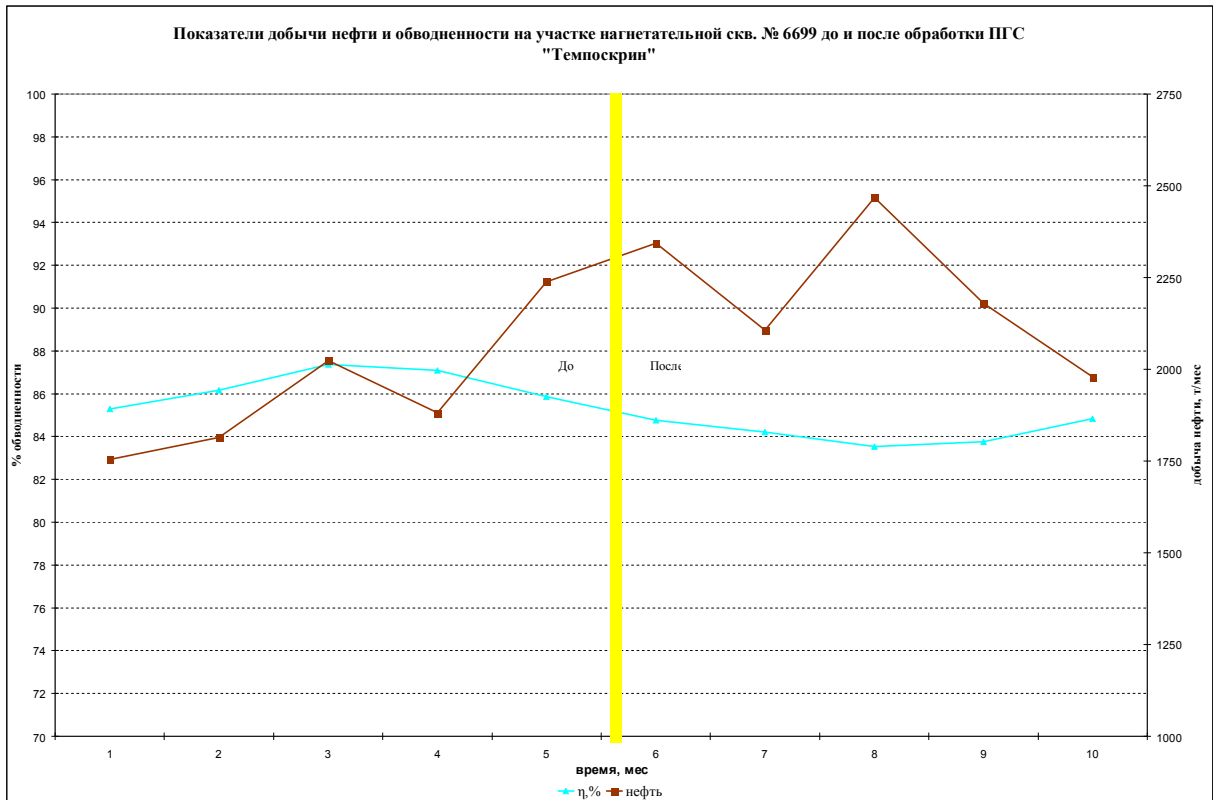


Рис. 7. Показатели добычи нефти и обводненности на участке нагнетательной скв. №6699 до и после обработки ПГС «Темпоскрин»