

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ХМАО

Кашапов А.Р., Пономарева Д.В., Павлова А.А., Нестерев А.А.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: albert38945@list.ru

Мероприятия на месторождении проводятся на основании проектных решений 2009 года. В большем объеме проведены гидроразрыв пласта, обработка призабойной зоны, перфорационные методы, ремонтно-изоляционные работы, оптимизации, выравнивание профиля приемистости. В большем количестве пробурены горизонтальные скважины и боковые стволы. По всем видам мероприятий фактическая дополнительная добыча нефти превышает проектный показатель. Максимальный объем мероприятий за период 2006-2015 гг. приходится на объект ЮВ1(2). Основная часть дополнительной добычи нефти обеспечена горизонтальными скважинами (1319,4 тыс.т). Вторым и третьим по эффективности мероприятиями являются гидроразрыв пласта и бурение вторых стволов. За рассмотренный период проведено 210 операций гидроразрыва пласта и 35 операций по бурению боковых стволов с высокой успешностью. Дополнительная добыча нефти составила 1329,1 и 429,9 тыс. т, средний удельный технологический эффект на одну операцию – 6,3 и 12,3 тыс. т.

Ключевые слова: нефть, геолого-техническое мероприятие, месторождение, пласт, дополнительная добыча нефти

ANALYSIS OF GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES EFFECTIVENESS ON THE EXAMPLE OF THE KHMAO OIL FIELD

Kashapov A.R., Ponomareva D.V., Pavlova A.A., Nesterets A.A.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: aledemkov@yandex.ru

Activities at the field are carried out on the basis of design solutions in 2009. In greater volume, hydraulic fracturing of the formation, treatment of the bottomhole zone, perforating methods, repair and insulation works, optimization, alignment of the injectivity profile were carried out. Horizontal wells and lateral trunks are drilled in a larger number. For all types of activities, the actual additional oil production exceeds the projected figure. The maximum volume of activities for the period 2006-2015. Is accounted for by object SW1 (2). The bulk of additional oil production is provided by horizontal wells (1319.4 thousand tonnes). The second and third most effective measures are hydraulic fracturing and drilling of the second trunks. During the reviewed period, 210 fracturing and 35 sidetracking operations with high success were carried out. Additional oil production amounted to 1329.1 and 429.9 thousand tons, the average specific technological effect per operation - 6.3 and 12.3 thousand tons.

Keywords: oil, geological and technical measures, deposit, layer, additional oil production

Нефтяное месторождение расположено на территории Сургутского и Нижневартовского районов Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 100 км к юго-западу от г. Мегион и 80 км к юго-востоку от г. Сургут. Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленном освоении: Киньяминское, Южно-Покамасовское, Кетовское.

Месторождение находится в зоне развитой инфраструктуры на площади двух лицензионных участков.

Месторождение открыто в 1981 году, введено в разработку в 1987 году на основании «Проекта пробной эксплуатации месторождения».

На 1.01.2016 г. промышленная нефтеносность месторождения установлена в терригенных отложениях васюганской свиты (пласты ЮВ₁² и ЮВ₁¹) и ачимовской толщи (пласт Ач-БВ₈). Пласты содержат восемь залежей нефти.

За период, прошедший после утверждения запасов ГКЗ в 2009 г. и оперативных пересчетов 2011 г. и 2015 г., на месторождении пробурено более 40 эксплуатационных скважин, а также дополнительные стволы к ним и к ранее пробуренным скважинам, данные по которым позволили уточнить геологическое строение и начальные геологические запасы продуктивных пластов месторождения.

«Технологической схемой разработки Ново-Покурского месторождения» (протокол №4791 ЦКР Роснедр по УВС от 22.12.2009 г.) для обеспечения проектных уровней добычи нефти в 2009-2015 гг. предусматривалось проведение комплекса геолого-технических мероприятий, таких как [1-5]:

- бурение горизонтальных скважин (ГС) – 8 скв.;
- бурение боковых стволов (БС и БГС) – 8 скв.-опер.;
- гидроразрыв пласта (ГРП) – 82 скв.-опер.;
- физико-химические методы на добывающих скважинах (ОПЗ) – 42 скв.-опер.;
- потокоотклоняющие технологии, ВПП – 8 скв.-опер.;
- перфорационные методы (дострелы, перестрелы, переводы с других объектов) – 32 скв.-опер.;
- ремонтно-изоляционные работы (РИР) – 24 скв.-опер.;
- оптимизация режимов работы добывающих скважин – 13 скв.-опер..

Основной объем дополнительной добычи (64,8%) планировалось получить за счет бурения горизонтальных скважин (109,0 тыс.т) и проведения ГРП (152,8 тыс.т). По другим мероприятиям суммарная дополнительная добыча ожидалась на уровне 142,5 тыс.т. Прогноз дополнительной добычи от ГТМ был выполнен без учета переходящего эффекта от мероприятий.

По факту все мероприятия проведены в большем количестве: ГРП – на 14 скв.-опер., БС и БГС – на 27 скв.-опер., ГС – на 19 скв., ОПЗ – на 114 скв.-опер., перфорационные методы – на 10 скв.-опер., РИР – на 5 скв.-опер., оптимизации – на 60 скв.-опер., ВПП – на 2 скв.-опер.

За счет проведения ГРП планировалось получить 152,8 тыс.т нефти (1,9 тыс.т./скв.-опер.). Фактически от мероприятий, проведенных в 2009-2015 гг. (без учета переходящего эффекта), получено 129,4 тыс.т (1,3 тыс.т./скв.-опер.). С учетом переходящего эффекта дополнительная добыча составила 350,7 тыс.т (3,7 тыс.т./скв.-опер.).

За счет бурения горизонтальных скважин планировалось получить 109,0 тыс.т нефти (13,6 тыс.т./скв.). В связи с кратным превышением объемов горизонтального бурения фактически получено 273,7 тыс.т. Прогнозная удельная эффективность ГС практически достигнута – 10,1 тыс.т./скв. (с учетом переходящего эффекта). Основной объем буровых работ выполнен в 2015 г.

За счет бурения боковых стволов (БС) планировалось получить 29,8 тыс.т нефти. Средняя удельная эффективность одного мероприятия прогнозировалась на уровне 3,7 тыс.т./скв.-опер. По факту боковые стволы пробурены, в основном, с горизонтальным профилем. Дополнительная добыча нефти (с учетом переходящего эффекта) составила 429,9 тыс.т (12,3 тыс.т./скв.-опер.), что выше запланированной.

Прогнозная дополнительная добыча нефти за счет таких мероприятий как ОПЗ и оптимизации должна была составить 52,6 тыс.т, по факту получено 175,8 тыс.т (с учетом переходящего эффекта – 412,8 тыс.т). Фактическая удельная эффективность по данным мероприятиям (1,5 и 2,5 тыс.т./скв.-опер., соответственно) несколько выше прогнозной (0,9 и 1,1 тыс.т./скв.-опер.).

Удельная эффективность от перфорационных работ и РИР составила по факту 0,5 и 0,4 тыс.т./скв.-опер., с учетом переходящего эффекта – 2,1 и 0,9 тыс.т./скв.-опер., соответственно. Прогнозные значения удельной эффективности – 0,9 и 1,0 тыс.т./скв.-опер. За счет этих мероприятий планировалось дополнительно добыть 51,1 тыс.т, фактическая добыча составила – 34,2 тыс.т, с учетом переходящего эффекта – 101,3 тыс.т.

При запланированных восьми мероприятиях ВПП было проведено десять скважино-операций. Фактическая дополнительная добыча, как и фактический технологический эффект (6,6 тыс. т, 0,7 тыс.т./скв.-опер.), несколько ниже прогнозных показателей (9,0 тыс.т и 1,1 тыс.т./скв.-опер.).

В целом, фактическая дополнительная добыча нефти по мероприятиям 2009-2015 гг. выше прогнозной на 229,5 тыс.т, что, в основном, связано с большим количеством проведенных ГТМ и МУН. С учетом переходящего эффекта фактическая дополнительная

добыча нефти составляет 1574,8 тыс.т. Удельная технологическая эффективность одного ГТМ – 1,4 тыс.т (при прогнозном значении – 1,9 тыс.т). С учетом переходящего эффекта эффективность одной скв.-операции составляет 3,4 тыс.т.

На добывающем фонде скважин месторождения за период 2006-2015 гг. проведено 600 ГТМ, таких как: ГРП, ОПЗ, бурение вторых стволов и горизонтальных скважин, перфорационные методы, РИР, оптимизация режимов работы скважин.

Суммарная дополнительная добыча нефти от проведения ГТМ – 3727,9 тыс.т (42% от добычи нефти в целом по месторождению за рассмотренный период). Средний удельный технологический эффект – 6,9 тыс. т на одну успешно проведенную скв.-операцию. Средняя продолжительность технологического эффекта составляет 617 суток (20 месяцев).

Динамика проведения мероприятий достаточно равномерная (в среднем 60 мероприятий в год). Наибольший объем ГТМ приходится на 2008 г. (83 мероприятия).

Динамика проведения ГТМ по годам представлена на рисунке 1. Распределение дополнительной добычи нефти, полученной от проведения мероприятий, представлено на рисунке 2.



Рисунок 1 - Динамика проведения ГТМ по годам

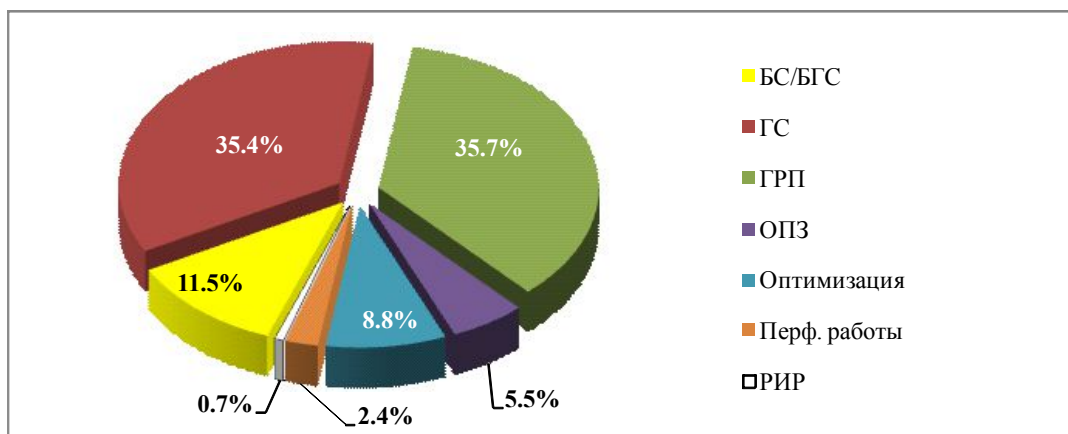


Рисунок 2 - Распределение дополнительной добычи от проведенных ГТМ

Основная часть дополнительной добычи нефти за период 2006-2015 гг. обеспечена за счет ввода горизонтальных скважин и ГРП. За счет проведения гидроразрыва пласта получено 1329,1 тыс.т, что составляет 35,7% от всей добычи нефти от ГТМ (рисунок 6.1.2). На мероприятия по бурению горизонтальных скважин приходится 1319,7 тыс.т или 35,4%. Также высокими показателями характеризуются мероприятия по бурению боковых стволов (429,9 тыс.т или 11,5% от добычи за счет ГТМ), оптимизации (329,3 тыс.т. или 8,8%) и ОПЗ (206,2 тыс.т или 5,5%). На долю перфорационных методов и РИР в сумме приходится только 114,0 тыс.т (3,1%).

Максимальный удельный технологический эффект приходится на горизонтальные скважины (31,4 тыс.т/скв.-опер.). Вторым по эффективности мероприятием является бурение боковых стволов – 12,3 тыс.т/скв.-опер. Высокой эффективностью характеризуются мероприятия по гидроразрыву пласта – 6,8 тыс.т/скв.-опер. ОПЗ, перфорационные методы и оптимизация характеризуются схожими показателями – 2,0, 2,5 и 3,1 тыс.т/скв.-опер. Наименьший показатель эффективности получен при проведении РИР – 1,2 тыс.т/скв.-опер.

Распределение удельной дополнительной добычи от проведенных ГТМ приведено на рисунке 3.

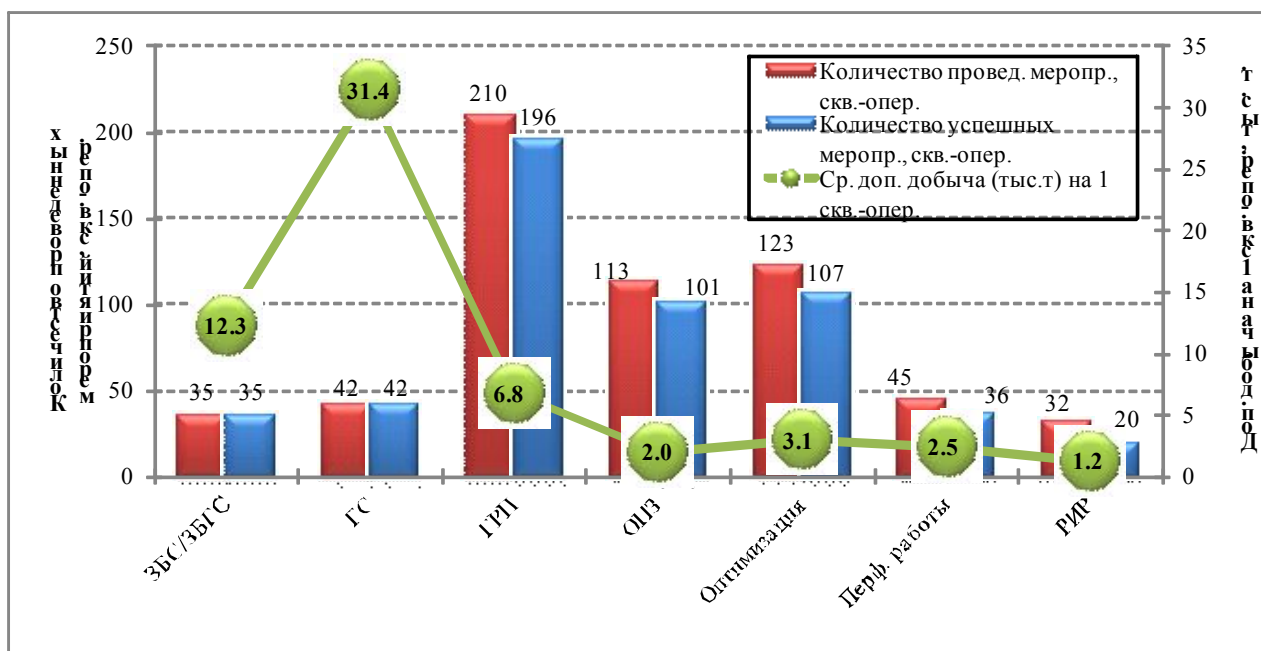


Рисунок 3 - Распределение удельной дополнительной добычи от проведенных ГТМ.

К мероприятиям, проводимым на нагнетательном фонде, можно отнести ввод нагнетательной скважины из бурения, перевод добывающих скважин под закачку, ОПЗ, ВПП, РИР, перфорационные работы (таблица 1).

Таблица 1 – Результаты проведения ГТМ на нагнетательном фонде (2006-2015 гг.) (Ново-Покурский Л.У.)

Мероприятие	Кол-во скв.-опер.	Доп. добыча нефти по реагирующим доб. скв., тыс. т	Удельн. технол. эффект, доп. доб. (тыс. т) на 1 скв.	Прод. эф. (сут.)	Ср. прод. эф. (сут.) на 1 доб. скв.
ОПЗ	55	30.6	0.8	10561	225
РИР	2	0.1	0.1	169	85
Перфорационные работы	5	2.4	0.8	943	157
ВПП	10	6.6	0.9	1283	117
Итого:	72	39.7	0.6	12956	146

ОПЗ. В период 2006-2015 г. на месторождении было проведено 55 мероприятий ОПЗ (четыре – на объекте ЮВ₁¹, 48 – на объекте ЮВ₁², три – на скважинах, работающих одновременно на двух объектах). Дополнительная добыча по скважинам, эксплуатирующим одновременно оба объекта, отнесена на счет ЮВ₁². В скважине №599 обработка призабойной зоны в 2015 году проведена совместно с ремонтно-изоляционными работами. Эффект от каждого мероприятия в отдельности в данном случае оценивался как половина от суммарного эффекта.

Успешность проведения ОПЗ на нагнетательном фонде составила 73% (40 из 55 скв.-опер.). Средний прирост приемистости в результате проведения ОПЗ составил 25,8 м³/сут – для объекта ЮВ₁¹, и 30,4 м³/сут – для объекта ЮВ₁². Дополнительная добыча нефти, полученная в соседних добывающих скважинах в результате проведения мероприятия, составила: по объекту ЮВ₁¹ – 1,2 тыс. т, по объекту ЮВ₁² – 29,4 тыс. т. Для объектов ЮВ₁¹ и ЮВ₁² средний технологический эффект равен, соответственно, 0,4 и 0,8 тыс. т/скв.-опер., средняя продолжительность эффекта – 116 и 232 суток.

РИР. В двух скважинах объекта ЮВ₁² (№№599 и 1212) были проведены ремонтно-изоляционные работы. Дополнительная добыча нефти была получена от проведения мероприятия в скважине №1212 и составила 0,13 т/сут (скважины №№316 и 1213). Средняя продолжительность эффекта по реагирующим скважинам – 85 суток. Приемистость в результате проведения мероприятия увеличилась с 44,2 до 100,4 м³/сут.

Перфорационные работы были проведены в пяти скважинах №№ 594, 599, 708, 760, 932. В скважине №599, как было сказано ранее, совместно с перфорационными работами была проведена ОПЗ. Дополнительная добыча нефти в соседних добывающих скважинах получена в результате проведения трех мероприятий (60%) и составила 2,4 тыс. т. При этом удельный технологический эффект равен 0,8 тыс. т/скв.-опер., средняя продолжительность эффекта на одну добывающую скважину – 157 суток (пять месяцев).

Выравнивание профиля приемистости (ВПП)

Мероприятия по выравниванию профиля приемистости (ВПП) проведены в общей сложности за рассматриваемый период десять раз на девяти скважинах (2012, 2014 гг.), при этом семь мероприятий можно считать успешными (скв. №№206, 271, 297, 676, 678, 1325 (2 скв.-опер.)). Данные мероприятия позволили сформировать более равномерный фронт вытеснения, что в большинстве случаев привело к увеличению дебитов жидкости в окружающих добывающих скважинах, имеющих гидродинамическую связь с нагнетательной. Средняя продолжительность эффекта по положительно отреагировавшим добывающим скважинам составила 117 суток. В результате проведенных ГТМ на соседних добывающих скважинах дополнительная добыча нефти составила 6,6 тыс.т, что в среднем на одну скважино-операцию – 0,9 тыс.т.

Таким образом, анализ проведенных ГТМ и МУН показал:

- мероприятия на месторождении проводятся на основании проектных решений 2009 года. В большем объеме проведены ГРП (на 14 скв.-опер.), ОПЗ (на 114 скв.-опер.), перфорационные методы (на десять скв.-опер.), РИР (на пять скв.-опер.), оптимизации (на 60 скв.-опер.), ВПП (на 2 скв.-опер.). В большем количестве пробурены горизонтальные скважины (на 19 скв.) и боковые стволы (на 27 скв.-опер.). По всем видам мероприятий фактическая дополнительная добыча нефти превышает проектный показатель, за исключением ВПП. Эффективность БГС и ГРП выше, чем планировалось (проект – 3,7 и 1,9 тыс.т/скв.-опер., факт – 12,3 и 3,7 тыс.т/скв.-опер).
- максимальный объем ГТМ за период 2006-2015 гг. приходится на объект ЮВ₁² (505 скв.-опер.). Основная часть дополнительной добычи нефти обеспечена горизонтальными скважинами (1319,4 тыс.т);
- вторым и третьим по эффективности мероприятиями являются ГРП и бурение вторых стволов. За рассмотренный период проведено 210 скв.-опер. ГРП и 35 скв.-опер. по бурению БС и БГС с успешностью 93% и 100%, соответственно. Дополнительная добыча нефти составила 1329,1 и 429,9 тыс. т, средний удельный технологический эффект на одну скважино- операцию – 6,3 и 12,3 тыс. т.;
- удельная эффективность таких мероприятий как оптимизация режимов работы скважин, перфорационные работы, ОПЗ оценивается на уровне 2,0-3,1 тыс.т/скв.-опер., успешность проведения – 80-89%. За счет данных видов ГТМ получено 657,5 тыс. т.
- ремонтно-изоляционные работы и ВПП характеризуются невысокой удельной технологической эффективностью – 1,2 и 0,9 тыс.т/скв.-опер., прирост добычи нефти за счет мероприятий составил 69,2 тыс.т.

Литература.

1. Балин В.П., Мохова Н.А., Синцов И.А., Остапчук Д.А. Учет расчлененности пласта в расчетах коэффициента охвата воздействием // Нефтепромысловое дело. — 2016. — № 1. — С. 14-20.
2. Дорофеев Н.В., Талдыкин С.А., Калугин А.А., Бочкарев А.В. Причины и пути минимизации прорыва газа в добывающие скважины на месторождении им. Ю. Корчагина // Нефтепромысловое дело. — 2014. — № 7. — С. 5-10.
3. Кривова Н.Р., Решетникова Д.С., Федорова К.В., Колесник С.В. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов месторождений Западной Сибири системой горизонтальных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2015. — № 5. — С. 52-57.
4. Синцов И.А., Александров А.А., Ковалев И.А. Сравнение эффективности применения гидроразрыва пласта и бурения горизонтальных скважин для условий верхнеюрских пластов Нижневартовского свода // Нефтепромысловое дело. — 2014. — № 4. — С. 41-44.
5. Хасанов М.М., Мельчаева О.Ю., Рошкетаяев А.П., Урмаев О.С. Стационарный дебит горизонтальных скважин в рядных системах разработки // Нефтяное хозяйство. — 2015. — № 1. — С. 48-51.