

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЁМИСТОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ ПЛАСТОВ

Кононенко А.А., Мухаметзянов Р.Н., Юдаков А.Н., Кононенко К.А.

ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень, Российская Федерация, (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: sarantcha@mail.ru

Общезвестно, что в процессе заводнения нефтяных коллекторов закачиваемая вода через нагнетательные скважины устремляется в пропластки с наибольшей проницаемостью, что приводит к неравномерному охвату пластов воздействием. Опыт разработки месторождений нефтяной компании Газпромнефть-ННГ показывает, что прорыв закачиваемых вод по высокопроницаемым пластам приводит к преждевременному обводнению скважин до 80-90%, при отборе нефти не более 40-50% от начальных извлекаемых запасов. Это не позволяет реализовать в полной мере энергию пластовых и закачиваемых вод, при этом энергетические затраты на добычу одной тонны нефти существенно возрастают. Объективной необходимостью для повышения охвата менее проницаемой части пласта, является ограничение фильтрации нефтевытесняющего агента по промытым зонам, которое решается методами выравнивания профиля приемистости.

Ключевые слова: методы повышения нефтеотдачи, выравнивание профиля приемистости.

EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF THE METHOD OF ALIGNMENT PROFILE INJECTIVITY WITH THE USE OF INTERFERENCE LAYERS

Kononenko A.A., Mukhametzyanov R.N., Yudakov A.N., Kononenko K.A.

Federal state budget higher professional educational institution "Tyumen State Oil and Gas University", Tyumen, Russian Federation (625000, Tyumen, Volodarskogo street. 38), e-mail: sarantcha@mail.ru

It is well known that in the process of flooding the oil reservoir pumped water through injection wells rushes into the interlayers with the highest permeability, which leads to uneven coverage of the reservoir effect. Experience of field development oil companies Gazpromneft-NNG shows that the breakthrough of injected water in highly permeable formations leads to premature flooding of wells up to 80-90%, in the selection of oil is not more than 40-50% of the initial recoverable reserves. It does not allow to fully realize the energy of formation and injected water, the energy costs of extracting one ton of oil is increasing significantly. Objective need to increase coverage of less permeable parts of the reservoir, is the limitation of filtration of oil-displacing agent washed out areas, which can be solved using the alignment profile injectivity.

Keywords: EOR, the alignment profile pick.

Оценить эффективность метода выравнивания профиля приемистости (ВПП) предлагается с использованием гидропрослушивания пластов. Проведён комплекс исследований по гидропрослушиванию пласта БВ₈ до и после закачки гелеобразующих составов (ГОС) и вязкоупругих составов (ВУС) в объёме 400 м³ по ВПП в нагнетательной скв.№4930.

Гидропрослушивание относится к межскважинным исследованиям по определению гидродинамической связи и для оценки гидродинамических параметров пласта. По его результатам определяются гидродинамические параметры межскважинной среды: работающая толщина пласта, по которой идет фильтрация, пьезопроводность, гидропроводность и проницаемость, определяющие изменение по простиранию коллекторских свойств, насыщения, геометрии пласта и динамику разработки участка пласта [4, 5, 6].

Создание импульса возмущения по участку создавалось изменением режима работы нагнетательной скв.№4930, используя её запуск и остановку. Регистрация реакции на создание импульса осуществлялось в добывающих скв.№№1236, 1285, 4931Г, 4933Г, 4935Г, 4962Г с помощью датчика на приеме насоса и глубинным манометром – в пьезометрических скв.№№1249 и 1264. На рисунке 1 показан район гидропрослушивания, с расстояниями между исследуемыми скважинами.

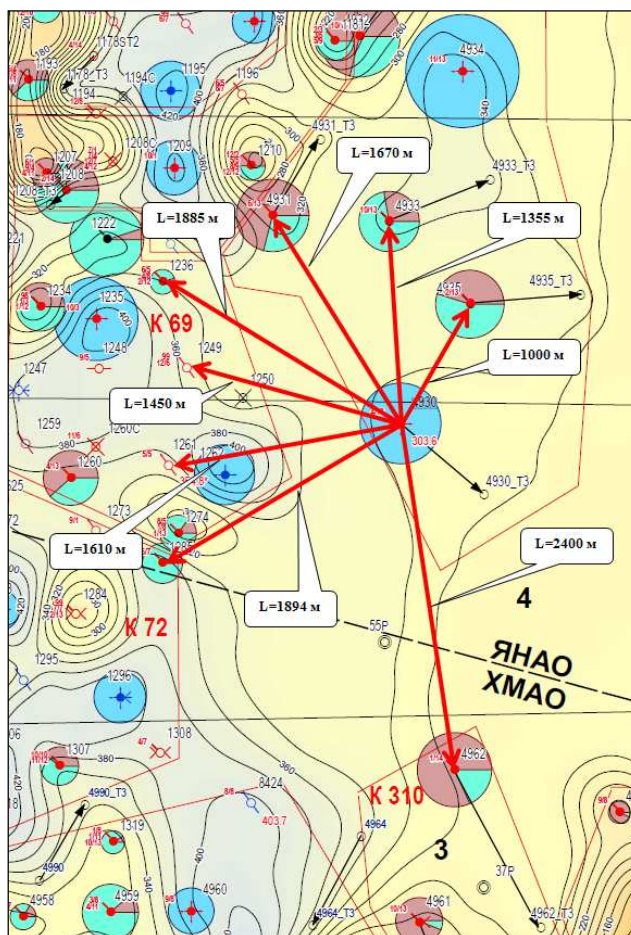


Рис.1.Схема проведения гидропрослушивания участка пласта БВ₈

Таблица 1

Параметры задействованных в гидропрослушивании скважин

№скв.	Статус	Дебит, м ³ /сут	% воды
4930	возмущающая (нагн)	-175/-180/-53/-150	100
1236	реагирующая (доб)	10-12	92-97
1285	реагирующая (доб)	24-29	80-89
4931Г	реагирующая (доб)	96-99	28-32
4933Г	реагирующая (доб)	77-126	73-90
4935Г	реагирующая (доб)	39-52	33-64
4962Г	реагирующая (доб)	72-88	14-29
1249	пьезометрическая	-	-
1264	пьезометрическая	-	-

Кроме исследований межскважинного пространства по обозначенным лучам, на возмущающей скв.№4930 выполнено исследование с использованием технологии регистрации кривой падения давления (КПД), дополняющее комплекс результатов гидропрослушивания пласта.

Режимы работы нагнетательной скв.№4930 изменялись следующим образом:

- отработка с приемистостью $175\text{ м}^3/\text{сут.}$, шт.5 мм;
 - остановка скважины на КПД (125 часов);
 - запуск скважины шт.5мм, приемистость $180\text{ м}^3/\text{сут.}$ (отработка в течение 235 часов);
 - снижение приемистости до $53\text{ м}^3/\text{сут.}$, шт.3 мм (отработка в течение 144 часов);
- перевод скважины на режим шт. 5 мм, приемистость $150\text{ м}^3/\text{сут.}$

Ниже представлен график изменения приемистости и забойного давления на скв.№4930 (рис.2).

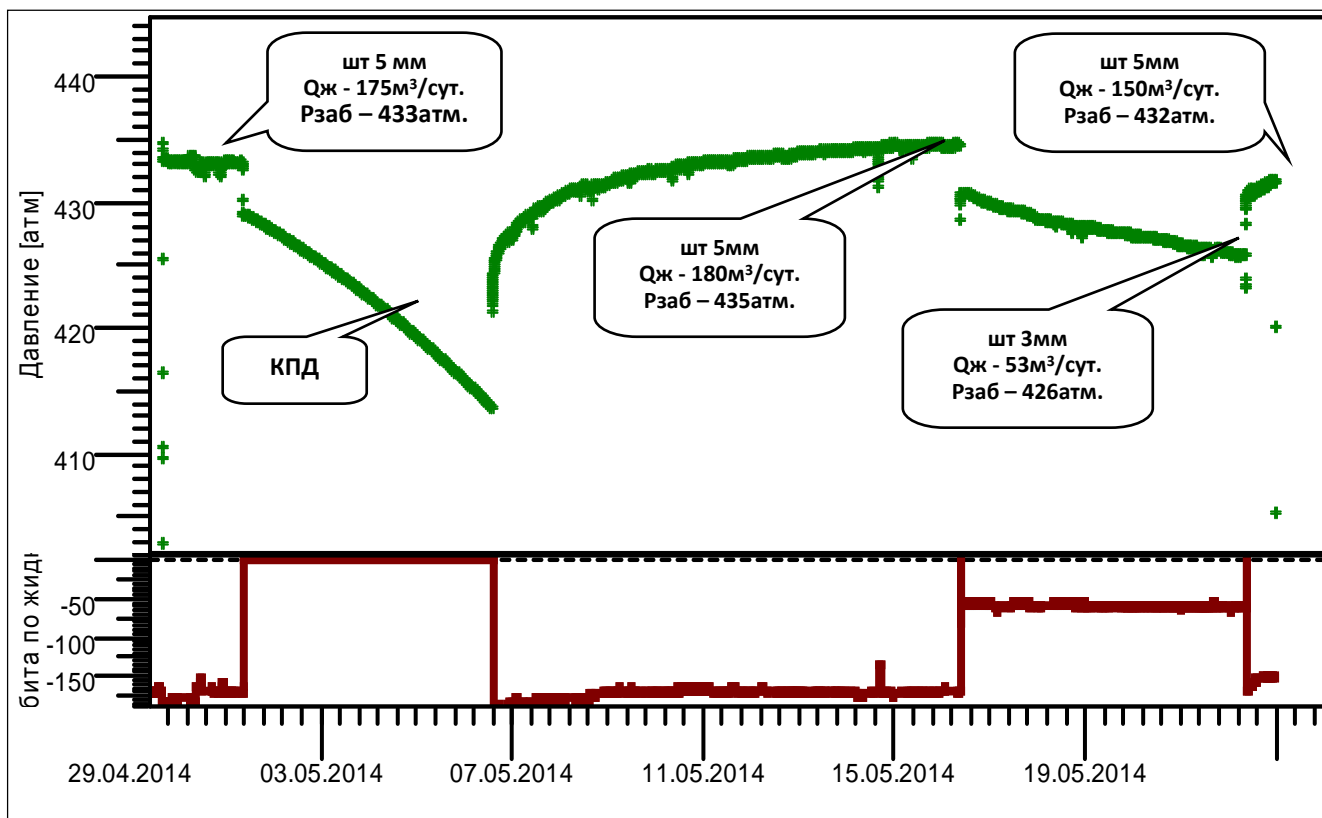


Рис.2.Обзорный график исследования нагнетательной скв.№4930

По кривым гидропрослушивания определены фильтрационные характеристики пласта БВ₈ на участке разработки. Обобщающие результаты проведенных работ по гидропрослушиванию сведены в таблицу 2.

Результаты гидропрослушивания пласта БВ₈ на участке скв.№4930

Направление луча	Проницаемость, мД	Гидропроводность Д*см/сПз	Пьезопроводность см ² /сек	Работающая толщина, м.	Связь по пласту
1	2	3	4	5	6
4930Г КПД	-	-	-	6.9	-
4930Г→1236 (датчик)				5.6	не выявлена
4930Г→1285 (датчик)				4.3	не выявлена
4930Г→4931Г (датчик)				10	не ясно
4930Г→4933Г (датчик)				5.2	выявлена косвенно от скв.№4934
4930Г→4935Г (датчик)				9	не ясно
4930Г→4962Г (датчик)				11	не выявлена
4930Г→1249 (манометр)	~ 7	~ 11.4	~ 1125	5.2	выявлена
4930Г→1264 (манометр)				12.7	не выявлена

В результате проведенного гидропрослушивания межскважинного пространства по участку пласта БВ₈ отмечено, что:

- возмущающая скв.№4930 и реагирующие №№4931Г, 4933Г, 4935Г и 4962Г являются горизонтальными с проведенным на них многостадийным ГРП;
- фактические расстояния между скважинами при их взаимодействии, вероятнее всего, гораздо меньше, чем принятые в расчетах расстояния между забоями скважин по сетке разбуривания.

Интерпретация самопрослушивания скв.№4930 выполнена по технологии исследования нагнетательных скважин: после длительной работы она остановлена для регистрации кривой падения давления (КПД).

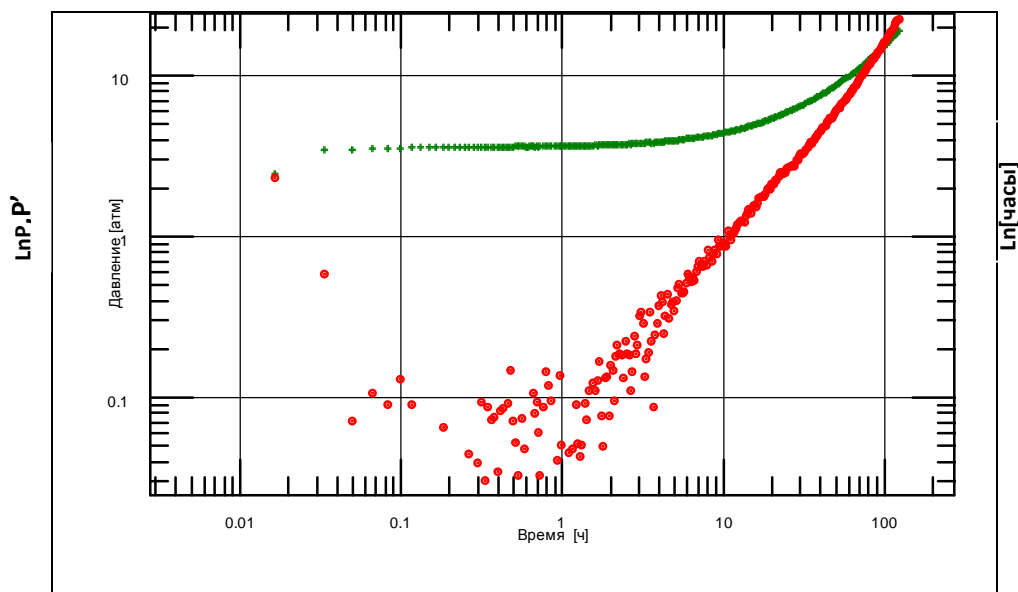


Рис.3. График Log-Log анализа по скв.4930

На рисунке 3 показан диагностический график в двойных логарифмических координатах для цикла КПД.

За время регистрации КПД в скв.№4930 давление в скважине снизилось от забойного 433 атм. до конечного 414 атм, т.е. на 19 атм.

На билогарифмическом графике (рис.3) отмечается сложный и неоднозначный вид кривой, а фильтрационные потоки, соответствующие горизонтальной скважине с ГРП (начальный радиальный, линейный, поздний псевдорadiальный), не диагностируются.

Связь скважины с пластом сверхсовершенная: совокупный результат ранее проведенного многостадийного ГРП и превышения давления закачки над давлением разрыва пласта.

Вывод

Анализ комплекса исследований по гидропрослушиванию пласта БВ8 до и после закачки гелеобразующих и вязкоупругих составов в объеме 400 м³ по ВПП в скв.№4930 свидетельствует об изменении фильтрационных потоков на рассматриваемом участке:

- до изоляционных работ закачиваемая вода в скв.№4930 со скоростью до 1500 м³/сут двигалась в направлении скв.№4933Г и меньшей – к скв.№4931Г;

- по данным гидропрослушивания после ВПП обнаружена хорошая связь скв.№4930 с добывающими скв.№№1249, 1236, 1284, неясная – со скв.№4935Г и значительно ослабла гидродинамическая связь в направлении скв.№№4933Г, 4931Г.

Таким образом, полученные результаты уверенно свидетельствуют о подавлении трещинных каналов продвижения закачиваемой воды в северном и поворота фильтрационных потоков в западном направлении.

Список литературы

1. Блох А.С. Состояние разработки и пути стабилизации добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» / А.С. Блох, А.Т. Кондратюк, С.Ф. Мулявин и др. // Нефтяное хозяйство. – 1997. - № 12. - С. 33-35.
2. Кондратюк А.Т. Пути стабилизации и наращивания добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» / А.Т. Кондратюк, Р.Н. Мухаметзянов, С.Ф. Мулявин и др. // Сб. науч. тр.: «Повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» в 1998-2005 гг.» (Материалы конференции, г. Ноябрьск). - М.: ВНИИОЭНГ. - 1998. - С. 26-35.
3. Курамшин Р.М. Методические рекомендации по составлению программы ГТМ / Р.М. Курамшин, С.Ф. Мулявин, Р.С. Юмачиков и др. // Бурение и нефть. – 2004. - № 9. - С. 8-11.

4. Лапердин А.Н. Геологические особенности крупных залежей месторождений ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» / А.Н. Лапердин, С.Ф. Мулявин, А.Н. Юдаков // Нефтепромысловое дело. – 2011. - № 6. - С. 4-14.
5. Мулявин С.Ф. Проектирование разработки сложнопостроенных залежей углеводородов [Текст]: учеб. пособие / С. Ф. Мулявин, А. Н. Лапердин, А. Н. Юдаков; LAP LAMBERT Academic Publishing. – 2014. Saarbrücken, ФРГ. – 292 с.
6. Юдаков А.Н. Результаты гидроразрыва низкопроницаемых пластов на Вынгапуровском месторождении / А.Н. Юдаков, М.В. Кравцова, С.Ф. Мулявин // Горные ведомости. – 2008. - № 6. - С. 44-50.

Рецензенты:

Грачев С.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень;

Стрекалов А.В., д.т.н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень.