



УДК 622.276.66

МНОГОЗОННЫЙ КИСЛОТНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА БАВЛИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Р.С.Хисамов, Н.А.Назимов (ПАО «Татнефть»), **Р.Г.Ханнанов, В.Б.Подалов** (НГДУ «Бавлынефть»), **В.Г.Базаревская, О.В.Салимов** (ПАО «ТатНИПИнефть»)

На данном этапе получение нефти в промышленных масштабах из доманиковых отложений связано с увеличением фильтрационно-емкостных свойств породы путем воздействием на нее. В статье рассмотрены особенности процесса бурения и освоения горизонтальной скв. 2917-г с проводкой горизонтального участка в доманиковых отложениях данково-лебедянского горизонта и последующим многоступенчатым кислотным гидроразрывом пласта.

Ключевые слова: доманиковые отложения; скважина; многоступенчатый кислотный гидроразрыв пласта; горизонтальная скважина; трещина.

В структуре мировой нефтедобычи стремительно растет доля нефтяных сланцев. Северная Америка за короткий период за счет разработки только двух месторождений сланцевой нефти — Баккен и Игл Форд — смогла преодолеть тенденцию падающей добычи. Подобный пример в условиях ухудшения структуры запасов при остро стоящем вопросе об их воспроизводстве делает разработку подобных отложений в Татарстане крайне актуальной.

К аналогам (в части фильтрационно-емкостных свойств) сланцевых толщ Северо-Американской платформы в России относятся баженовская свита в Западной Сибири, доманиковые отложения Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций, хадумская свита Предкавказья.

По содержанию ОВ к доманиковым отложениям на территории Республики Татарстан относятся доманикиты — отложения саргаевского, доманикового (семилукского), мандымского горизонтов, которые распространены повсеместно и являются нефтематеринскими породами; к доманикоидам относятся отложения от саргаевского до заволжского возраста, развитые в осевых зонах Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов.

Доманиковые отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, как и отложения сланцевого месторождения Игл Форд, представлены кремнисто-глинисто-карбонатными породами. Это тонкозернистые, часто тонкоплитчатые осадочные породы черного, реже бурого цвета, обогащенные сапропелевым ОВ. Доманиковые отложения часто ошибочно именуется битуминозными глинами, аргиллитами или сланцами. Содержание ОВ в доманикитах колеблется от 5 до 20 %. Если в горной породе содержание ОВ больше 20 %, они переходят в горючие сланцы, если меньше 5 % — в глинистые и глинисто-карбонатные породы (доманикоиды).

В целом доманиковые отложения охарактеризованы керном не в полном объеме, лабораторные исследования механических и химико-минералогических свойств пород проводились в небольшом объеме на выборочных образцах.

Минеральный состав доманикитов и доманикоидов Татарстана характеризуется средним содержанием растворимого в кислоте материала (кальцита) — по данным ПАО «ТатНИПИнефть», он не превышает 60 %. Содержание глинистой фракции в доманиковых отложениях, как правило, не более 30 %, а нередко они отсутствуют. Кроме собственных исследований минеральный состав пород, слагающих доманиковые отложения, исследовали организации: МГУ, ФГБУ «ВНИГНИ» и К(П)ФУ. Среднее содержание кальцита (по результатам растворения в соляной кислоте) приведено в табл. 1.

Минеральный состав доманикитов и доманикоидов Татарстана характеризуется средним содержанием растворимого в кислоте материала (кальцита) — по данным ПАО «ТатНИПИнефть», он не превышает 60 %. Содержание глинистой фракции в доманиковых отложениях, как правило, не более 30 %, а нередко они отсутствуют. Кроме собственных исследований минеральный состав пород, слагающих доманиковые отложения, исследовали организации: МГУ, ФГБУ «ВНИГНИ» и К(П)ФУ. Среднее содержание кальцита (по результатам растворения в соляной кислоте) приведено в табл. 1.

Таблица 1

Среднее содержание кальцита в образцах

Территория	Организация-исполнитель	Содержание кальцита, %
Южно-Татарский склон		
юго-восточный	МГУ	41,5
северный	МГУ	27,7
северо-восточный	МГУ	28,9
Нижнекамский прогиб	ФГБУ «ВНИГНИ»	29,9
Усть-Черемшанский прогиб	КФУ	49,9

В то же время исследования образцов керна данково-лебедеанского (Ддл) горизонта Бавлинского месторождения, входящих в состав доманиковых продуктивных отложений, показали очень высокие результаты растворения (до 95 %) как в товарной форме соляной кислоты 24 %-й концентрации, так и в водном растворе 15 %-й соляной кислоты. Данные результаты свидетельствуют об очень высокой минеральной неоднородности доманиковых отложений, которая в обязательном порядке должна учитываться при подборе технологий воздействия на соответствующие пласты.

Таким образом, технологии добычи нетрадиционных УВ определяются не только химико-физическими свойствами самих УВ, геолого-физическими характеристиками вмещающих пород, но и в значительной степени их литологическими свойствами.

На Западе под термином «сланцевая нефть» понимают УВ двух видов:

«shale oil» — высоковязкая сланцевая смола, по свойствам (плотности, вязкости) значительно отличающаяся от традиционной легкой нефти;

«tight oil» — «легкая» нефть, содержащаяся в плотных низкопористых низкопроницаемых коллекторах — сланцах.

Для извлечения shale oil и tight oil требуются разные технологии и подходы. Shale oil добывают из горючих сланцев путем термического воздействия (retorting). Для добычи tight oil используют различные технологии воздействия на продуктивные отложения для увеличения их фильтрационно-емкостных свойств.

Технология добычи каждого «сланцевого» месторождения «легкой» нефти имеет свои особенности, однако в основном следуют схеме, при которой бурят скважины с горизонтальным окончанием с последующим многоступенчатым гидроразрывом пласта. Длина горизонтальных участков колеблется от 1000 до 3000 м, на которых выполняют до 30 и более гидроразрыва пласта. По различным публикациям мировой аналитики в среднем КИН для сланцевой нефти оценивают от 1 до 2 %, на самых лучших участках («сладкие» куски) — до 5-6 % (для сравнения: средний КИН для сланцевого газа — 7 %). Начальные дебиты нефти составляют от 60 до 500 м³/сут, однако быстро снижаются. В течение 1 года эксплуатации дебиты скважин падают на 65-90 % (для сравнения: темп падения дебита на традиционных нефтяных месторождениях составляет от 5 до 10 % в год).

Такие низкие значения КИН, конечно, не могут устраивать нефтяные компании. В специальных изданиях встречаются сведения о западных проектах вторичного и третичного воздействий на пласты «сланцевой» нефти с целью увеличения КИН. Например, на месторождении Баккен, где были запроектированы заводнение, а также закачка CO₂. Основной проблемой в этих

проектах является обеспечение приемистости нагнетательных скважин.

Применяя термин нетрадиционных УВ («сланцевая нефть») к доманиковым отложениям Волго-Уральского региона, нефтяниками подразумевается получение нефти с вязкостью до 0,3-0,5 Па·с. Соответственно получение нефти в промышленных масштабах из доманиковых отложений связано с воздействием на породы для увеличения фильтрационно-емкостных свойств.

Так, в рамках принятой «Программы опытно-промышленных работ по выявлению и разработке залежей доманиковых отложений в ПАО «Татнефть» на 2015-2016 годы» в I квартале 2015 г. на Ново-Бавлинской площади Бавлинского нефтяного месторождения закончена строительством горизонтальная скв. 2917-г с проводкой горизонтального участка в доманиковых отложениях данково-лебедеанского горизонта.

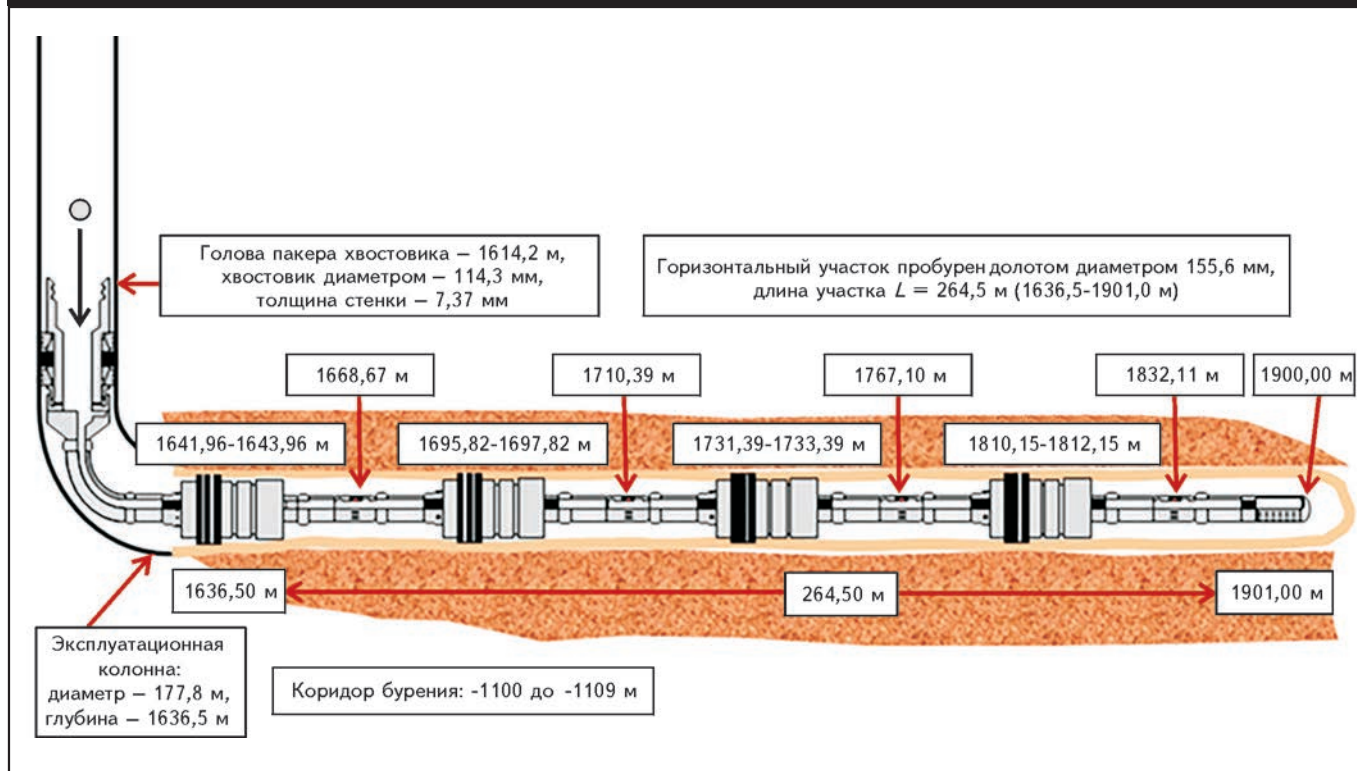
Скважина бурилась в два этапа. Первоначально был пробурен наклонный пилотный ствол под углом 70° до глубины 1722,0 м (абсолютная отметка -1145,3 м) для изучения разреза и уточнения геологического строения залежи. В процессе бурения пилотного ствола производился отбор ориентированного керна. Впоследствии пилотный ствол был ликвидирован установкой цементного моста.

По результатам геофизических работ в пилотном стволе, а также специальных исследований ориентированного керна был спроектирован и пробурен горизонтальный ствол длиной 264,5 м.

Конструкция скважины: эксплуатационная колонна диаметром 178 мм спущена до глубины 1636,5 м, далее пробурен горизонтальный участок долотом диаметром 155,6 мм в интервале глубин 1636,5-1901,0 м; горизонтальный ствол обсажен хвостовиком диаметром 114 мм и оборудован 4 портами для производства многозонного гидроразрыва пласта с использованием пакеров ТАМ (рис. 1).

Учитывая, что на Бавлинском месторождении доманиковые отложения данково-лебедеанского горизонта преимущественно состоят из кальцита, было принято решение выполнить кислотный многозонный гидроразрыв пласта. Применяемая компоновка забойного оборудования предусматривала разобщение горизонтального участка на четыре интервала с помощью водонабухающих пакеров ТАМ, а активация портов гидроразрыва пласта производилась путем сбрасывания шаров определенного диаметра и приложения соответствующего избыточного давления. Для проектирования дизайна столь сложного и нетрадиционного процесса гидроразрыва пласта в скв. 2917-г были привлечены лаборатория исследования и сопровождения гидроразрыва пласта института ПАО «ТатНИПИнефть» и собственная аналитическая группа исполнителя кислотного многозонного гидроразрыва пласта — ООО «Татнефть-ЛенингорскРемСервис».

Рис. 1. КОМПОНОВКА ЗАБОЙНОГО ОБОРУДОВАНИЯ скв. 2917-г



При этом лаборатория ПАО «ТатНИПНефть» использовала моделирующий программный комплекс FracPRO, а исполнитель работ – моделирующий комплекс Meyer.

Геологический разрез по скв. 2917-г, построенный в программе FracPRO, приведен на рис. 2. При интерпретации учитывались данные геолого-геофизического обобщения материалов по соседним скважинам.

Основные геомеханические модули (модуль Юнга и коэффициент Пуассона) взяты из материалов ГИС методами ВАК-8 и ГКК по соседним скважинам 1144 и 2583.

Более глубокий анализ геологической ситуации вскрытых отложений показал наличие осложняющих факторов, которые необходимо было учитывать при проектировании дизайна работ.

1. Возможная близость водонасыщенных пластов на глубине 28 м от интервала разрыва, соответственно переизбыток давления разрыва могли привести к образованию значительных вертикальных трещин с соединением с водоносным пластом, что в ходе эксплуатации обязательно привело бы к опережающему обводнению отдельных участков горизонтального ствола.

2. Нисходящий профиль горизонтального ствола, когда расстояния от пятки и носка горизонтального участка до водоносного пласта разные, что требовало дифференцированного подхода к параметрам гидроразрыва пласта для разных портов.

3. Фильтрационная неоднородность и различная плотность распределения трещин на участках горизонтального ствола.

В результате глубокого анализа и всесторонней проработки имеющихся материалов в качестве основного дизайна многозонного кислотного гидроразрыва пласта был принят вариант обработки, при котором в 1-м и 4-м портах выполнялась матричная обработка (закачка кислоты при давлении, не превышающем давление разрыва горных пород), а во 2-м и 3-м портах – кислотный гидроразрыв пласта. При этом предварительно перед обработкой 1-го порта были произведены минигидроразрыв пласта и тест с повышением расхода жидкости (рис. 3-5).

Продолжительность смыкания трещины в нетрадиционных объектах ведет себя непредсказуемо и может быть очень длительной. Так, при минифраке на скв. 2917-г трещина за обычно ожидаемое время так и не сомкнулась.

Анализ минигидроразрыва пласта был проведен в программе MinFrac (моделирующий комплекс Meyer). Были использованы зависимости dP от dT и от функции G .

На данном графике мы видим, что логарифмическая производная GdP/dG непрерывно растет, испытывая колебания, что означает отсутствие смыкания трещины. Этот вывод подтверждается другими графиками.

Рис. 2. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ НГДУ «БАВЛЫНЕФТЬ» по скв. 2917-г, ПОСТРОЕННЫЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНКЛИНОМЕТРИИ ПИЛОТНОГО СТВОЛА

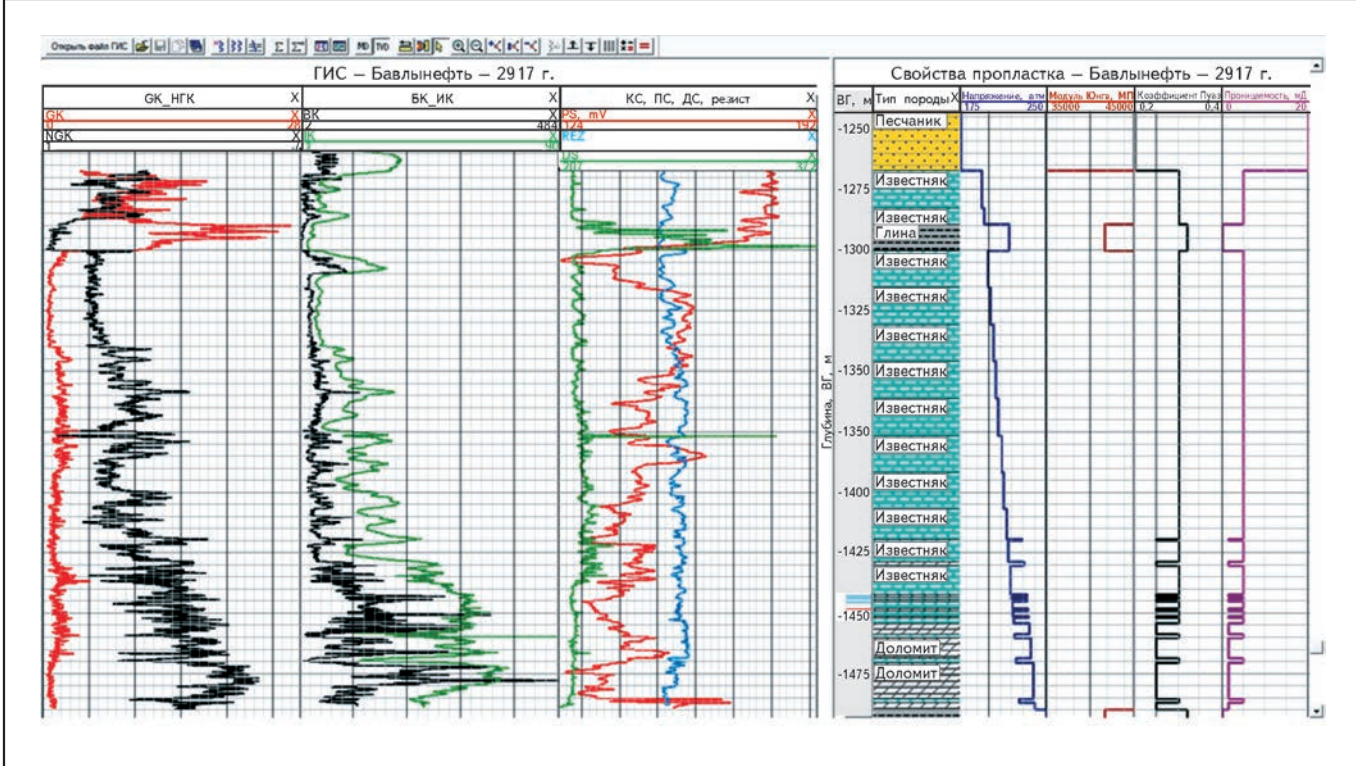
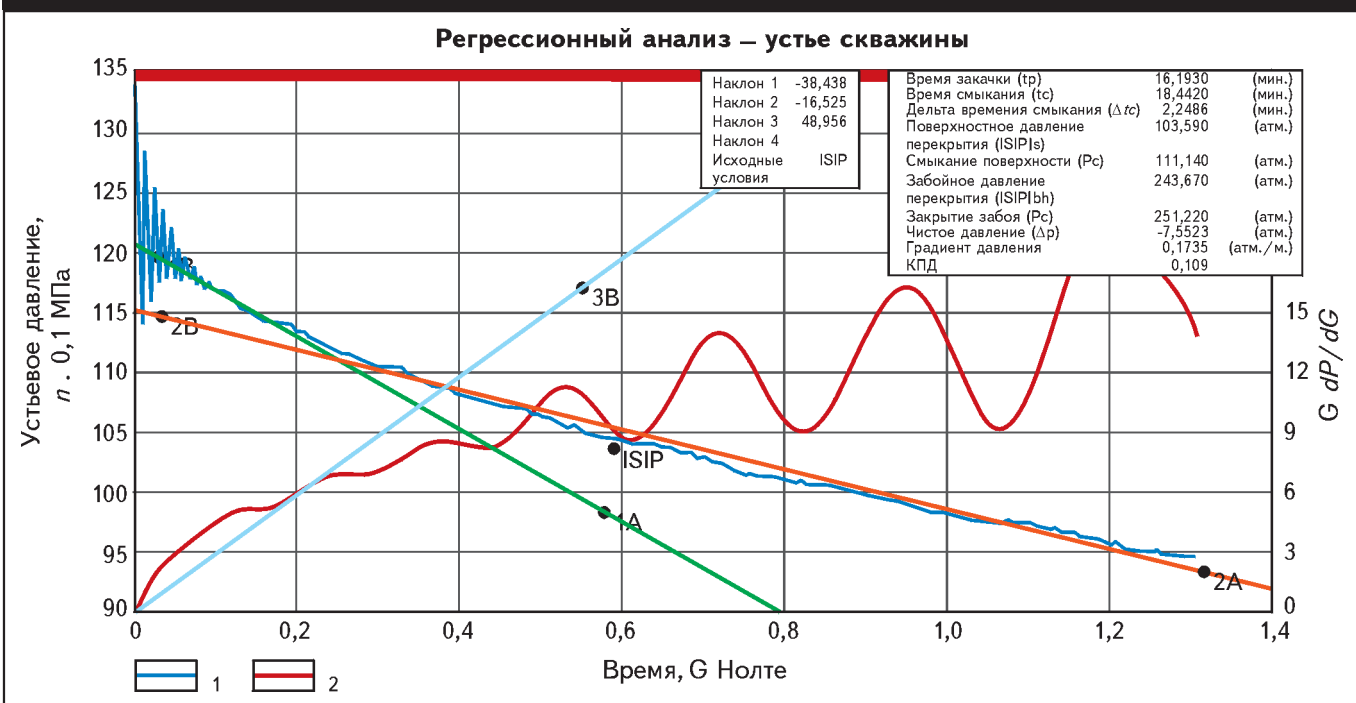


Рис. 3. ГРАФИКИ ДАВЛЕНИЯ НА УСТЬЕ скв. 2917-г В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ВРЕМЕНИ НОЛТЕ G



1 – устьевое давление; 2 – G dp/dG

Рис. 4. ГРАФИКИ ЗАВИСИМОСТИ dP от dT



Усл. обозначения см. на рис. 3

На логарифмическом графике наклон касательной к производной составляет $\frac{1}{4}$, что свидетельствует о билинейном потоке. Это явный признак того, что трещина еще не сомкнулась.

Наклон производной линии равен 0,5, что также указывает на билинейный поток в трещине. Трещина не

сомкнулась, поэтому авторы статьи не могут с достоверной точностью определить давление смыкания (или, по-другому, градиент давления разрыва).

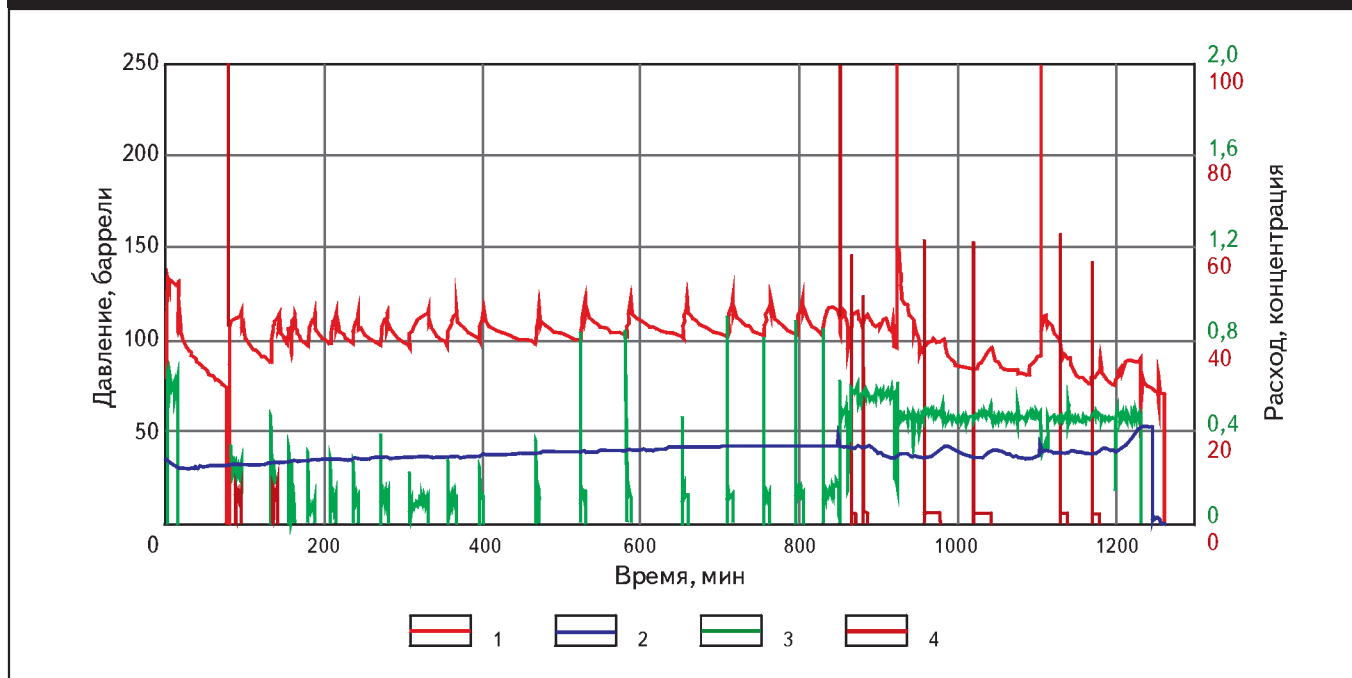
Графики изменения устьевого давления при основном процессе кислотного гидроразрыва пласта приведены на рис. 6.

Рис. 5. ГРАФИКИ ЗАВИСИМОСТИ dP ОТ ВРЕМЕНИ НОЛТЭ G



Усл. обозначения см. на рис. 3

Рис. 6. ГРАФИК ПРОВЕДЕНИЯ НГДУ «БАВЛЫНЕФТЬ» МНОГООРУБЕНЧАТОГО КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА на скв. 2917-г



Давление, $n \cdot 0,1$ МПа: 1 – устье, 2 – затруб; 3 – расход нагнетания (электрический), $\text{м}^3/\text{мин}$; 4 – насос 1 (концентрация), $\text{л}/\text{м}^3$

Многоступенчатый кислотный гидроразрыв пласта на скв. 2917-г НГДУ «Бавлынефть» проходил в следующей последовательности.

В марте 2015 г. проводилась матричная обработка на глубине 1832,1 м (порт 1). Всего закачано: HCL 15 %-го – 12 м^3 , водного полисахаридного геля – 6 м^3 , технологической жидкости с плотностью $1 \text{ г}/\text{см}^3$ – 10 м^3 . Давления в процессе обработки: начальное $P_n = 1,3$ МПа, среднее $P_{\text{сред}} = 1,1$ МПа, конечное $P_{\text{кон}} = 1,1$ МПа. Средний расход – 0,1 $\text{м}^3/\text{мин}$.

Кислотный гидроразрыв пласта проведен на глубине 1767,1 м (порт 2). Сброс шара, открытие порта при давлении 3,1 МПа. Всего закачано: HCL 15 %-го – 10,3 м^3 , водного полисахаридного геля – 10,0 м^3 , технологической жидкости с плотностью $1 \text{ г}/\text{см}^3$ – 10,0 м^3 . Давления в процессе обработки: $P_n = 1,10$ МПа, $P_{\text{сред}} = 1,05$ МПа, $P_{\text{кон}} = 1,10$ МПа. Средний расход – 0,5 $\text{м}^3/\text{мин}$.

Кислотный гидроразрыв пласта осуществлен на глубине 1710,4 м (порт 3). Сброс шара, открытие порта при давлении 2,89 МПа. Всего закачано: HCL 15 %-го – 50,8 м^3 , водного полисахаридного геля – 24,0 м^3 , технологической жидкости с плотностью $1,0 \text{ г}/\text{см}^3$ – 10,0 м^3 . Давления в процессе обработки: $P_n = 1,15$ МПа, $P_{\text{сред}} = 1,05$ МПа, $P_{\text{кон}} = 86,00$ МПа. Средний расход – 0,5 $\text{м}^3/\text{мин}$.

Проведена матричная обработка на глубине 1668,7 м (порт 4). Сброс шара, открытие порта при давлении 2,69 МПа. Всего закачано: HCL 15 %-й – 35,6 м^3 , водного полисахаридного геля – 12,0 м^3 , технологической

жидкости с плотностью $1,0 \text{ г}/\text{см}^3$ – 7,3 м^3 . Давления в процессе обработки: $P_n = 110$ МПа, $P_{\text{сред}} = 105$ Па, $P_{\text{кон}} = 0,82$ Па. Средний расход – 0,5 $\text{м}^3/\text{мин}$.

Контроль процесса гидроразрыва пласта на скв. 2917-г выполнялся методом микросейсмического мониторинга с непрерывной записью сейсмических шумов стационарно установленными сейсмологическими датчиками высокой чувствительности. В ходе работ решались задачи по определению азимута и характера развития трещин и трещиноватых зон в процессе производства кислотного гидроразрыва пласта. Суммарная накопленная напряженность от гидроразрыва охватывает значительную площадь и направляется по зонам микротрещиноватости пласта (рис. 7).

Для запуска объекта в пробную эксплуатацию в ствол скважины спущен штанговый глубинный насос на глубину 1355 м с теоретической производительностью 26 $\text{м}^3/\text{сут}$. При данных технологических параметрах насосного оборудования начальные показатели работы скважины составили: дебит жидкости – 24,4 $\text{м}^3/\text{сут}$ (при постоянном снижающемся динамическом уровне), дебит нефти – 17 т/сут, обводненность продукции – 22 %.

По результатам дальнейшей эксплуатации скважины, в связи с постоянным снижением динамического уровня, параметры работы насосного оборудования оптимизированы. Последние месяцы скважина работает в стабильном режиме с дебитом жидкости 15 $\text{м}^3/\text{сут}$

Рис. 7. МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ МНОГООУПРУЖЕННОГО КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА в скв. 2917-г

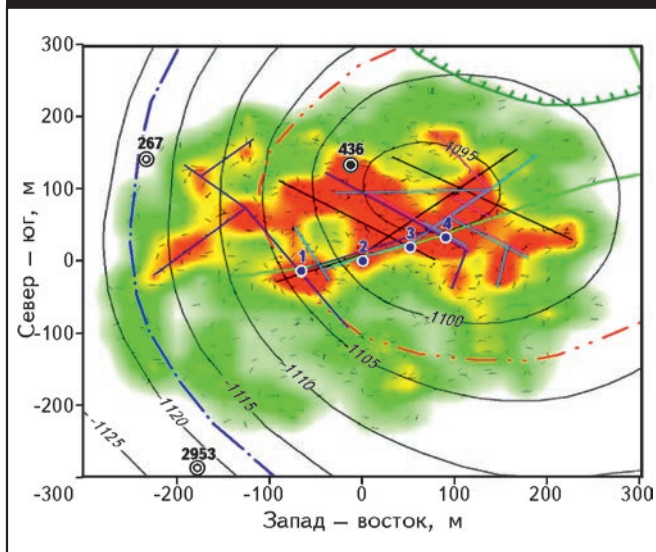
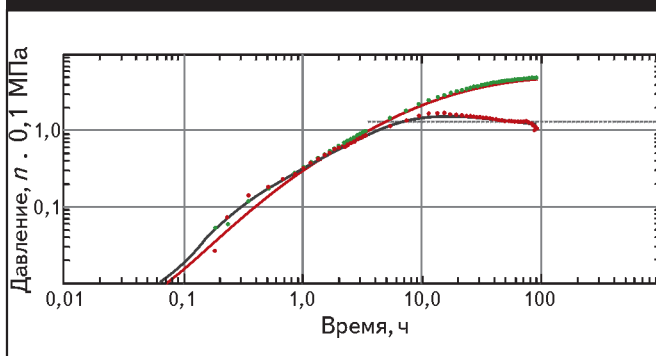


Рис. 8. КРИВАЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ И ЕЕ ПРОИЗВОДНАЯ В БИОЛОГАРИФМИЧЕСКИХ КООРДИНАТАХ



(при динамическом уровне 1350 м), обводненность продукции – 23 %, дебит нефти – 10 т/сут.

Через 10 дней после запуска скважины в работу проведены гидродинамические исследования. Перевод значений уровня жидкости в межтрубном пространстве при исследовании кривой восстановления уровня в величины забойного давления проводился на основании методики ПАО «Татнефть» расчетным путем. При интерпретации результатов гидродинамических исследований наилучшее совпадение экспериментальной и расчетной кривых достигнуто при использовании модели горизонтальной скважины, эксплуатирующей однородный коллектор (рис. 8). Результаты интерпретации показаны в табл. 2.

На графике наблюдается максимум производной, что для ГС с трещинами при гидроразрыве пласта может

Таблица 2

Результаты интерпретации кривой восстановления уровня, скв. 2917-г

Наименование	Значение
Забойное давление, МПа	6,30
Пластовое давление, МПа	12,20
Длина горизонтального участка, м	251,10
Продуктивность, м ³ /сут·МПа	3,14
Гидропроводность, мкм ² ·м/Па·с	15,80
Коэффициент притока, м ³ /МПа	2,24
Скин-эффект	
суммарный	-5,04
призабойной зоны	1,38
геометрический (для ГС данный параметр – эквивалент вертикальной скважине при наличии проходящей через нее трещины)	-6,42
Радиус исследования продуктивного горизонта, м	207,00

свидетельствовать о явно ухудшенных свойствах призабойной зоны и может быть связано со слабой раскрытостью созданных трещин.

Необходимо отметить, что на данном участке на доманиковые отложения данково-лебедевского горизонта пробурено и запущено в работу также несколько вертикальных скважин, на которых предварительно проведена обработка призабойной зоны кислотными составами. В среднем производительность горизонтальной скв. 2917-г превышает дебиты вертикальных скважин в 2 раза. В настоящее время ведется накопление первичного материала для анализа и определения наиболее эффективных технологий для промышленной эксплуатации доманиковых отложений.

Выводы

1. Доманиковые отложения Татарстана могут быть объектами промышленной разработки при условии применения индивидуального подхода к каждому объекту в зависимости от геологических условий и свойств пластов.

2. Горизонтальные скважины с многоступенчатым кислотным гидроразрывом пласта в доманиковых отложениях превосходят по технологическим показателям вертикальные скважины с кислотным гидроразрывом пласта, эксплуатирующие те же самые отложения на том же месторождении.

3. Для повышения эффективности гидроразрыва пласта, т.е. получения большего дебита, в данных геологических условиях необходимо отработать различ-

ные вариации обработки призабойной зоны и методов увеличения нефтеотдачи с применением кислотных растворов при дифференцированных технологических параметрах (давлении закачки, объемов, концентраций, расходов и т.д.).

© Коллектив авторов, 2017

Раис Салихович Хисамов,
заместитель генерального директора,
доктор геолого-минералогических наук,
khisamov@tatneft.ru;

Насис Анасович Назимов,
заместитель начальника управления,
кандидат технических наук,
nazimovna@tatneft.ru;

Рустам Гусманович Ханнанов,
главный геолог,
кандидат технических наук,
hannanov@tatneft.ru;

Владимир Борисович Подавалов,
начальник технологического отдела,
podavalov@tatneft.ru;

Венера Гильмияхметовна Базаревская,
заместитель директора,
кандидат геолого-минералогических наук,
bazarevskaya@tatnipi.ru;

Олег Владимирович Салимов,
заведующий лабораторией,
кандидат технических наук,
sov@tatnipi.ru.

MULTIZONE ACID HYDRAULIC FRACTURING OF DOMANIK DEPOSITS IN THE BAVLY OIL FIELD

Khislamov R.S., Azimov N.A. (PAO "Tatneft"), Khannanov R.G., Podavalov V.B. (NGDU "Bavlyneft"), Salimov O.V., Bazarevskaya V.G. (PAO "Tatneft")

Contribution of oil-saturated shales to the World oil production rapidly grows. In a short period of time North America could overcome the tendency oil production decline owing to development of only two shale oil fields - the Bakken and Eagle Ford. Deterioration of the structure of reserves and acute problem of their renewal does make the development of similar deposits in Tatarstan extremely urgent.

Analogues of the shale formations of the North American platform in Russia are as follows: the Bazhenov shales in West Siberia, Domanik deposits in the Volga-Ural and Timan-Pechora oil-and-gas provinces and Khadum suite in the Pre-Caucasus.

Technologies of production of nonconventional HC are dictated not only by chemical-physical properties of the HC and geological and physical characteristics of the reservoir rocks, but also (and quite substantially) by their lithological properties.

Each "shale" field of "tight" oil is known to require its own production technology, however in general all the technologies follow the scheme as follows: drilling wells terminated by a horizontal hole with a subsequent multistage hydraulic fracturing of the productive layer.

In the first quarter of 2015 at the Novo-Bavlinsk part of the Bavly oil field a horizontal well (Well 2917r) was drilled with horizontal borehole in the Domanik layer of the Dankov-Lebedyansk (DDL) horizon.

The horizontal hole 264,5 m long was designed and drilled based on geophysical and well logging data acquired in the pilot hole and results of special analyses of oriented core.

To attain higher efficiency of the layer hydraulic fracturing, i.e. obtain a higher flow rate, at these particular geological conditions it is necessary to perform various versions of NBZT (near-borehole zone treatment) and MAHF with use of acid solutions at different operating conditions (varying pumping-in pressure, pumped volumes, concentrations, flow rates, etc.).

Key words: Domanik deposits; well; multistage acid hydraulic fracturing; horizontal well; fracture.