

Интенсификация добычи нефти за счет геомеханических процессов

Александр Дроздов, Николай Дроздов

Геомеханические процессы происходят при разработке многих месторождений нефти и газа в мире. Выполненные ранее на керновом материале различных месторождений экспериментальные исследования показали, что при создании высокой депрессии на пласт имеют место необратимые процессы снижения проницаемости, пористости и продуктивности во времени. Однако, как показывает промысловая практика, при снижении пластового давления продуктивность скважин не всегда уменьшается. В статье приведены фактические данные, подтверждающие существование эффекта геомеханического воздействия в нефтяных пластах, приводящего в ряде случаев к формированию системы микротрещин в призабойной зоне и увеличению проницаемости. Кроме того, предложена новая технология геомеханического воздействия и перехода к эксплуатации добывающей или нагнетательной скважины без глушения.

Ключевые слова: продуктивность, проницаемость, депрессия на пласт, геомеханическое воздействие, струйный насос, установка погружного центробежного насоса.

Проявления геомеханических процессов обнаружены при разработке многих месторождений нефти и газа в мире. Эти явления вызывают просадки дневной поверхности, техногенные землетрясения, осложнения при бурении и эксплуатации скважин [1].

При разработке многих месторождений вследствие значительного снижения пластового давления происходит необратимая деформация коллекторов [1]. При этом величины необратимой деформации определяются не только тем, насколько снизилось пластовое давление, но также палеоглубиной и современной глубиной залегания пластов, литологическим составом пород, длительностью воздействия дополнительных нагрузок на продуктивные отложения. Экспериментальные исследования [1] показали (рис. 1, 2), что при создании высокой депрессии на пласт происходят необратимые процессы снижения проницаемости, пористости и продуктивности во времени.

Однако, как показывает промысловая практика, при снижении пластового давления продуктивность скважин не всегда уменьшается. В качестве одного из примеров можно привести скважину № 36 Сосновского нефтяного месторождения Белоруссии (интервал перфорации — 2736–2758 м, тип коллектора — карбонатный, эксплуатационный горизонт — межсолевой задонский) [2]. Первоначальное пластовое давление составляло около 30 МПа. Несмотря на снижение пластового давления до 11,7 МПа при эксплуатации скважины различными способами, в том числе

Александр Дроздов — д. т. н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина. Область профессиональных интересов: технология и техника добычи нефти, повышение нефтеотдачи пластов.

Николай Дроздов — к. т. н., генеральный директор ООО «Инновационные нефтегазовые решения». Область профессиональных интересов: повышение нефтеотдачи пластов.

STIMULATION OF OIL PRODUCTION BY MEANS OF GEOMECHANICAL PROCESSES

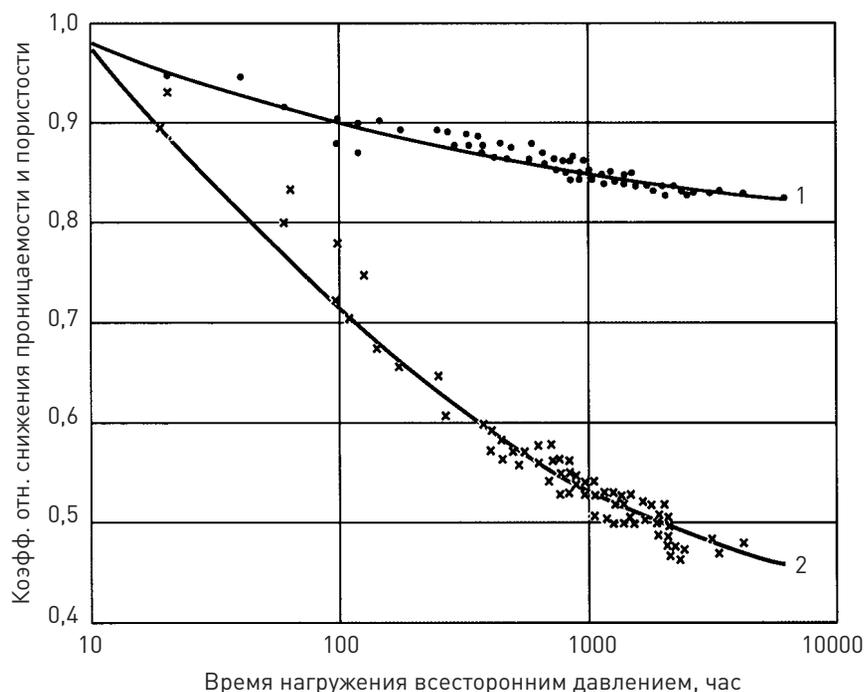
Geomechanical processes occurring the course of developing oil and gas fields around the world. Previous experimental studies based on core materials of different fields have shown that in the event of high reservoir drawdown, the irreversible processes of reducing permeability, porosity and productivity take place at different times. However, as shown by field practice, lower reservoir pressure does not always attend well productivity reduction. The article contains actual data confirming the geomechanical effect in oil reservoirs that results, in some cases, in the formation of micro fissure networks in the bottom hole area and permeability increase. In addition, it proposes a new technology of geomechanical effect and transfer to production on a production or injection well without plug operations.

Keywords: productivity, permeability, reservoir drawdown, geomechanical effect, jet pump, submersible centrifugal pump unit.

Alexander Drozdov, Nikolay Drozdov

Рисунок 1

Снижение проницаемости (1) и пористости (2) во времени для образцов пород пластов группы А Самотлорского и Федоровского месторождений при их перегрузке давлением 10 МПа, по данным [1]



установками ЭЦН5-80-1550 и ЭЦН5-125-1200 без газосепараторов и с газосепараторами, продуктивность скважины не уменьшалась, коэффициент продуктивности составлял $156 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

Эффект увеличения проницаемости

Под руководством д. т. н., профессора С. Н. Закирова в ИПНГ РАН для условий карбонатного коллектора месторождения Тенгиз были проведены специальные эксперименты [3]. В них горное давление моделировалось давлением обжима кернов в 100 МПа. Лабораторная установка позволяла осуществлять фильтрацию пластового флюида при моделировании пластовых давлений до 60 МПа. Изменения же эффективного напряжения создавались в адекватном природе варианте — за счет изменения моделируемого пластового (внутрипорового) давления. Эксперименты применительно к исследуемым изменениям пластового давления позволили выявить рост значений проницаемости в несколько раз. Эти результаты объясняются следующим образом: при увеличении эффективного напряжения (при снижении внутрипорового давления) в керне формируются микро- и макротрещины, а при снижении эффективного напряжения (при повышении внутрипорового давления) они раскрываются, что и приводит к росту проницаемости.

Следует также отметить, что в конце прошлого века академик С. А. Христианович на основе ана-

лиза аварийного фонтанирования скважины № 37 на месторождении Тенгиз высказал мысль, что возникающие в нефтяных пластах процессы оказывают существенное влияние на фильтрационные характеристики и, как следствие, на дебиты скважин [4]. При этом создание напряжений определенного уровня в призабойной зоне скважины за счет высокой депрессии на пласт может приводить к растрескиванию породы и, как следствие, к необратимому резкому увеличению проницаемости пласта и значительному увеличению дебита скважины.

На рисунке 3 показаны приведенные в работе [4] фотографии образцов с отверстием, на которых в ИПМех РАН моделировалось с помощью установки трехосного нагружения развитие трещин в породе при создании депрессии на забое необсаженной скважины. Наглядно видно, что вокруг отверстия образует-

ся система макротрещин. В случае менее прочных пород (справа на рис. 3) может происходить разрушение породы.

Рисунок 2

Снижение продуктивности скважин пластов АС₉₋₁₁ Лянторского месторождения от созданной депрессии на пласт (I, II, III — литологические типы пород-коллекторов), по данным [1]

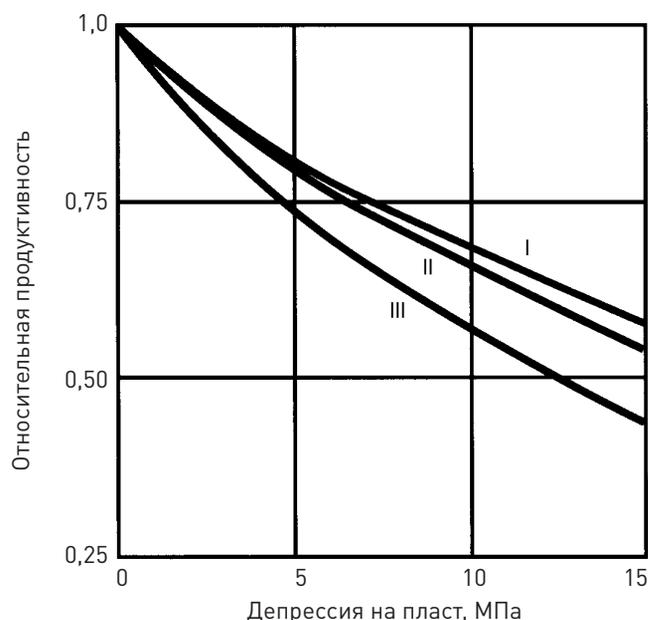


Рисунок 3
Моделирование образования системы трещин в ядрах при создании депрессии в твердых и менее прочных породах [4]



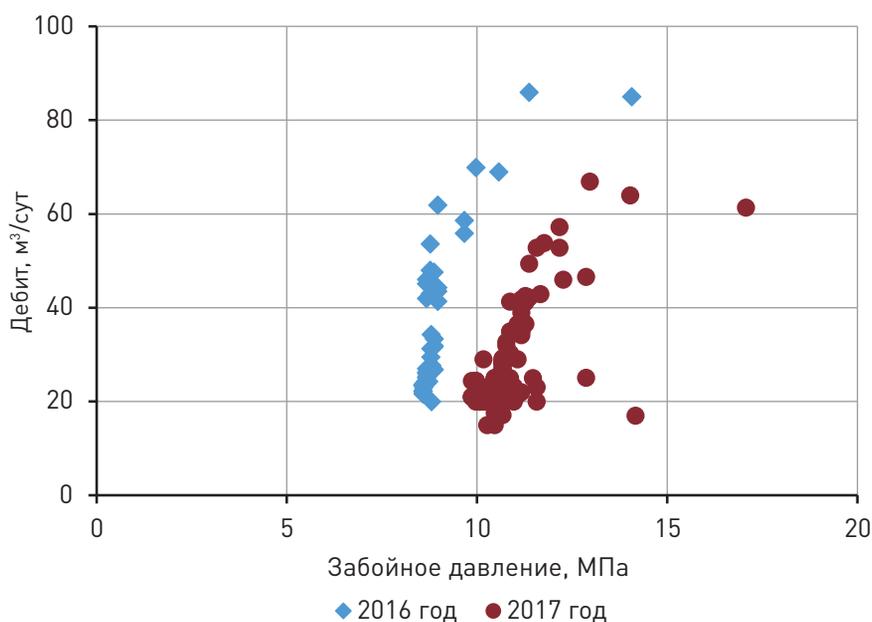
Эффект повышения производительности в карбонатных коллекторах

Природные проявления геомеханических процессов могут в определенных условиях приводить к интенсификации добычи нефти при эксплуатации скважин.

Рассмотрим эти проявления, имевшие место при периодической добыче нефти на одном из месторождений севера Европейской части России с карбонатным коллектором.

Месторождение находится в труднодоступной местности. На сегодня отсутствует промысловая и внешняя инфраструктура, к месторождению нет автодорог и нефтепровода. Поэтому добыча нефти на стадии опытно-промышленной эксплуатации производится лишь в зимнее время. Нефть вывозится автотранспортом по зимнику. Система поддержания пластового давления отсутствует. Все скважины практически безводные. Весной добывающие скважины останавливают и запускают их вновь в работу при наступлении следующей зимы. Глубина залегания основного

Рисунок 4
Зависимость дебита скважины от забойного давления (в 2016 и 2017 годах)



продуктивного пласта — около 3000 м, начальное пластовое давление — 32,1 МПа, начальная пластовая температура составляет 61°C, давление насыщения — 8,1 МПа, газонасыщенность нефти — 51,9 м³/т, вязкость нефти в пластовых условиях — 6,5 МПа·с.

Одна из скважин месторождения оборудована установкой погружного центробежного насоса ЭЦН4-80-2300, спущенной на глубину 2350 м с термоманометрической системой ТМС. Зависимости дебита этой скважины от забойного давления на пласт при эксплуатации в 2016 и 2017 годах приведены на рисунке 4.

При понижении забойного давления в скважине в 2016 году происходило резкое уменьшение дебита. Поскольку забойные давления были выше давления насыщения, данный факт падения продуктивности объясняется смыканием естественных трещин в карбонатном коллекторе под действием силы горного давления (веса вышележащих пород) при уменьшении забойного давления.

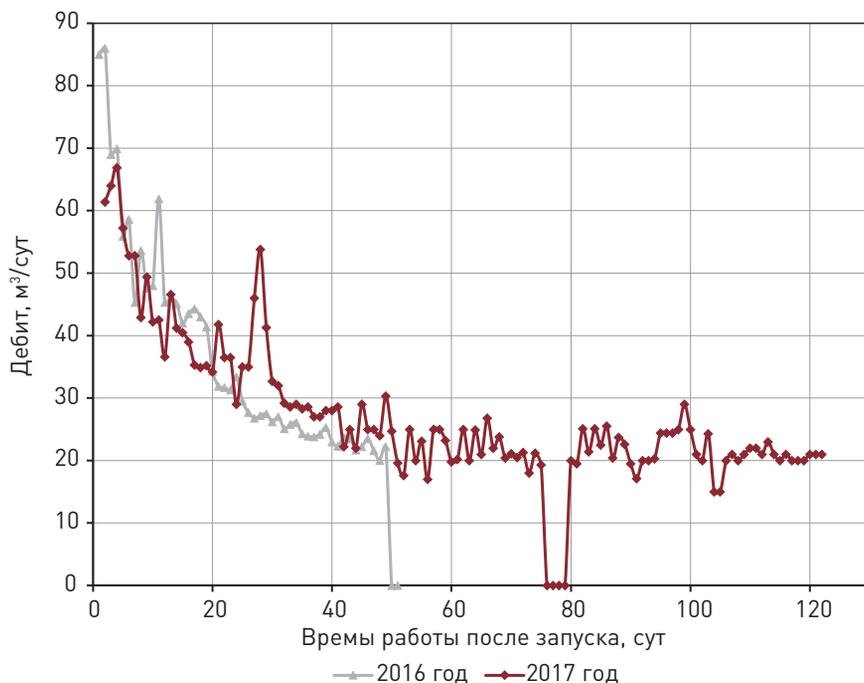
Затем в скважине, простоявшей после остановки в 2016 году несколько месяцев, забойное и пластовое давления возросли. После запуска в работу в январе 2017 года были получены данные, свидетельствующие о том, что зависимость дебита от забойного давления в 2017 году не совпала с данными 2016 года.

В 2017 году более высокие дебиты достигались при меньших депрессиях на пласт, что наглядно показано на рисунках 5, 6. При этом значения давления у входа в насос в 2017 году были существенно выше, чем в 2016 году. Следовательно, в 2016 году под действием силы горного давления происходило не только смыкание естественных трещин, но и образование новых трещин в призабойной зоне при экс-

плуатации скважины установкой ЭЦН с большими значениями депрессии на пласт. Затем, после остановки скважины, в течение нескольких месяцев по мере роста забойного (и пластового) давления происходило раскрытие новых микро- и макротрещин. Это природное проявление геомеханического воздействия повысило продуктивность скважины и позволило интенсифицировать добычу нефти.

Таким образом, фактические данные подтверждают возможность увеличения производительности скважин за счет природных проявлений геомеханического воздействия в карбонатных коллекторах, обычно отличающихся определенной хрупкостью и склонностью к трещиноватости.

Рисунок 5
Динамика дебита скважины в 2016 и 2017 годах



Технология геовоздействия без глушения

Чтобы не уповать только на благосклонность природы, необходимо разрабатывать технологии, позволяющие проводить целенаправленное геомеханическое воздействие на призабойную зону с целью интенсификации добычи нефти, увеличения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин не только для карбонатных, но и для плотных терригенных коллекторов.

Одной из таких технологий является разработанная в ИПМех РАН технология направленной разгрузки пласта (геовоздействия), в которой депрессия создается на забое скважины в процессе ее подземного ремонта с помощью струйного насоса [4]. Сообщается, что этот метод успешно применялся на ряде месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»,

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», АО «РИТЭК», ПАО «НГК «Славнефть» в Западной Сибири и Пермском крае при освоении, капитальном ремонте добывающих и нагнетательных скважин. Однако в настоящее время данная технология не используется в нефтяной промышленности.

Для будущего развития хорошие перспективы имеет технология повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин за счет геомеханического воздействия на коллекторские свойства пласта в призабойных зонах и перехода к эксплуатации добывающей или нагнетательной скважины без глушения [5].

В предлагаемом способе, включающем создание вокруг ствола скважины зоны вторичной трещиноватости путем снижения и восстановления забойного

давления, забойное давление снижают постепенно до минимальной технологически возможной величины за счет использования заранее подобранной компоновки скважинного и наземного оборудования, обеспечивающей создание глубокой депрессии на пласт и возможность последующей эксплуатации добывающей или нагнетательной скважины в проектом режиме. При этом последующий рост забойного давления осуществляют путем постепенного снижения депрессии до остановки скважины, после чего переходят к эксплуатации в проектом режиме добычи или закачки без глушения скважины.

На рисунке 7 приведены некоторые варианты компоновок оборудования для нового метода геомеханического воздействия без глушения скважины.



**Восточный
нефтегазовый форум**

Владивосток, 4–5 июля 2018 г.

Организатор: **VOSTOCK CAPITAL**

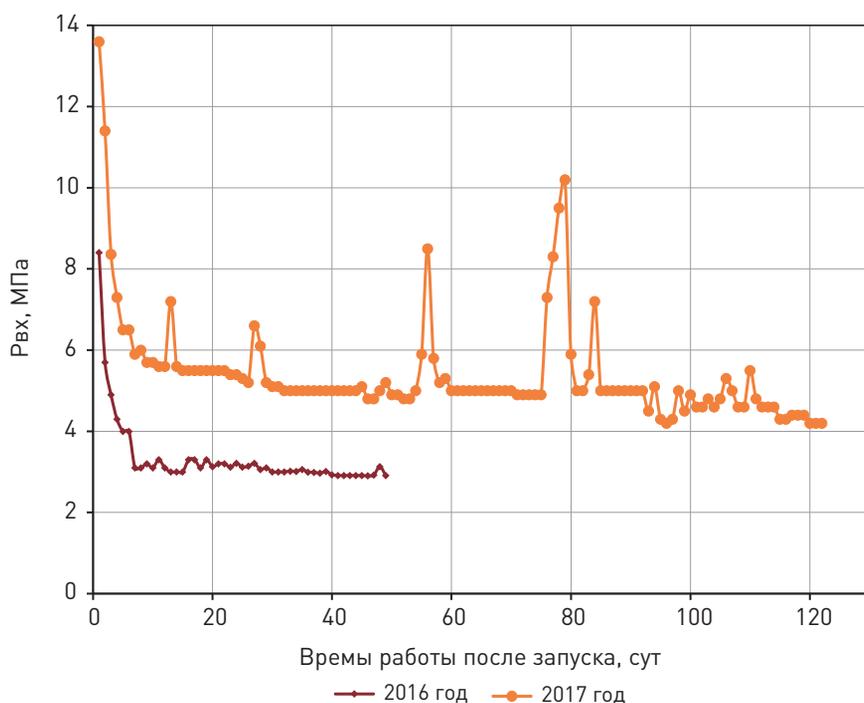
Участники 2018:

TechnipFMC **ВЗМЗО** **FOBOS** **ПЕТОН** **ВОСТОК АЛГ** **СИБУР**

seN **ISO** **НП СЕНСОР** **МАССНИ** **ГАЗПРОМ НЕФТЬ** **ГАЗПРОМ ГАЗНЕФТЬ** **ГАЗПРОМ СПГ** **ГАЗПРОМ ПРЕСТИЖ** **ГАЗПРОМ НИИ ГАЗЭКОНОМИКА**



Рисунок 6
Динамика давления у входа в ЭЦН при эксплуатации скважины
в 2016 и 2017 годах



Варианты компоновки оборудования

Компоновка может содержать погружной струйный насос 1 с возможностью смены проточной части гидравлическим способом или канатной техникой, устьевую арматуру 2, наземный силовой насос 3 и сепаратор 4. Насос 1 спущен в скважину 5, пробуренную на пласт 6, на насосно-компрессорных трубах (НКТ) 7. Затрубное пространство перекрыто пакером 8. На приеме насоса 1 установлен глубинный манометр 9, показания которого по кабелю 10 передаются на вторичный прибор 11, расположенный на поверхности земли. На выходе сепаратора 4 установлена выкидная линия 12.

В способе возможно также применение компоновки, включающей установку погружного центробежного насоса 13, спущенную на насосно-компрессорных трубах 7 в скважину 5, пробуренную на пласт 6. Электроэнергия к погружному двигателю 14 с термоманометрической системой подводится по кабелю 15. Установка 13 может быть снабжена станцией управления с частотным преобразователем 16. Установка 13 может спускаться в скважину 5 не только на НКТ 7, но и на кабель-канате, что ускоряет спуско-подъемные операции. В состав установки 13 может входить также газосепаратор 17. Скважина 5 снабжена устьевой арматурой 2 и выкидной линией 12.

При использовании заранее подобранной компоновки скважинного и наземного оборудования с применением струйного насоса 1 нагнетают рабочую жидкость насосом 3 через устьевую арматуру 2 и колонну НКТ 7

в рабочее сопло струйного насоса 1, который создает депрессию в зоне под пакером 8 и откачивает продукцию из пласта 6. Смешанный поток рабочей жидкости и откачиваемой продукции направляется по затрубному пространству между эксплуатационной колонной скважины 5 и насосно-компрессорными трубами 7 на поверхность и далее — в сепаратор 4, откуда пластовая продукция идет в выкидную линию 12, а рабочая жидкость — на прием насоса 3. При этом осуществляют контроль забойного давления с помощью глубинного манометра 9. Информация с него передается по кабелю 10 на вторичный прибор 11.

Забойное давление снижают постепенно, повышая с помощью насоса 3 расход рабочей жидкости через сопло струйного насоса 1, который увеличивает депрессию на пласт 6. Забойное давление снижают до минимальной технологически возможной

величины, обеспечивающей создание глубокой депрессии на пласт.

В процессе снижения забойного давления осуществляют непрерывный пассивный сейсмомониторинг наземными датчиками или датчиками, размещаемыми в соседних остановленных скважинах. По данным оперативной интерпретации сейсмомониторинга отслеживают начало и развитие процесса формирования вокруг скважины вторичной трещиноватости.

После прекращения процесса формирования микро- и макротрещин депрессию постепенно снижают до полной остановки скважины. Это осуществляют, уменьшая с помощью насоса 3 расход рабочей жидкости через сопло струйного насоса 1, что приводит к снижению депрессии на пласт 6.

После этого переходят к эксплуатации в проектном режиме добычи без глушения скважины. При необходимости замены проточной части струйный насос 1 извлекают на поверхность гидравлическим способом — переключением с прямой закачки рабочей жидкости на обратную. Это можно сделать также с помощью канатной техники. Затем спускают на забой скважины струйный насос 1 с другой проточной частью, обеспечивающей эксплуатацию в проектном режиме добычи. Все это проводят без глушения скважины. После смены струйного насоса 1 скважину 5 запускают в работу, а затем останавливают и кратковременно испытывают со снятием кривой восстановления забойного давления (КВД).

Из данных исследований определяют коэффициент проницаемости и величину скин-фактора.

В случае необходимости последующей работы скважины 5 в качестве нагнетательной из нее извлекают струйный насос 1 без глушения, а затем осуществляют закачку воды в пласт 6 из водовода высокого давления через устьевую арматуру 2 и НКТ 7.

Скважину 5 пускают в эксплуатацию с проектной функцией (добычи или закачки) на разных режимах с постепенным наращиванием депрессии/репрессии на пласт и осуществлением сейсмомониторинга. В результате определяют оптимальную величину депрессии/репрессии и при необходимости корректируют ранее запланированные параметры проектного режима эксплуатации.

В случае горизонтальной скважины 5 для горизонтального ствола в продуктивном пласте 6 применяют хвостовик с щелевидными отверстиями.

При использовании заранее подобранной компоновки скважинного и наземного оборудования с применением УЭЦН снижение забойного давления осуществляют путем откачки пластового флюида из скважины 5 установкой погружного центробежного насоса 13. При этом контролируют забойное давление с помощью расположенной в погружном двигателе 14 термоманометрической скважинной системы, пере-

дающей информацию по кабелю 15 на вторичный прибор станции управления 16. С помощью частотного преобразователя станции управления 16 меняют режимы работы установки погружного центробежного насоса 13, регулируя таким образом процесс создания депрессии на пласт. В случае высокого газового фактора для защиты от вредного влияния свободного газа устанавливают газосепаратор 17, отделяющий свободный газ и направляющий его в затрубное пространство. В одном из вариантов способа с целью снижения времени и затрат на спуск оборудования используют компоновку, включающую установку погружного центробежного насоса 13, спускаемую в скважину 5 на кабель-канате.

После завершения создания микро- и макротрещин в пласте в вышеприведенных вариантах реализации способа скважину останавливают.

Затем, после стабилизации устьевого давления, скважину вводят в эксплуатацию с непрерывным снижением забойного давления. При использовании описанных вариантов компоновок забойное давление можно снижать до 0,5–1 МПа.

Далее скважину эксплуатируют на разных режимах с постепенным наращиванием депрессии/репрессии на пласт и осуществлением сейсмомониторинга. В результате определяют оптимальную величину депрессии/репрессии и при необходимости корректируют ранее запланированные параметры проектного режима эксплуатации.

Кроме того, осуществляют запись и интерпретацию данных КВД/КПД (кривой падения давления в нагнетательной скважине) для оценки изменения значений проницаемости и скин-фактора.

Затем вводят скважину в эксплуатацию в соответствии со скорректированным проектным режимом по депрессии/репрессии.

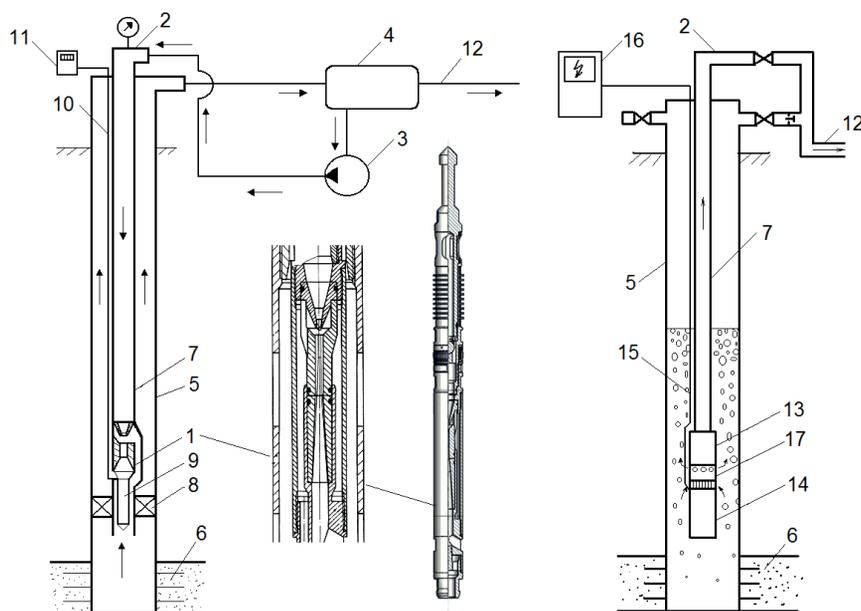
При реализации предлагаемого способа можно обеспечить кратное увеличение продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

Скважинное оборудование

Вовлекаемое в предлагаемую технологию оборудование является апробированным на практике и доступным для использования. В частности, могут быть использованы струйные насосы [6, 7], обеспечивающие глубокие депрессии на пласт, и установки погружных

Рисунок 7

Варианты компоновок для реализации нового метода геомеханического воздействия без глушения скважины [5]



1 – погружной струйный насос с возможностью смены проточной части гидравлическим способом или канатной техникой, 2 – устьевая арматура, 3 – наземный силовой насос, 4 – наземный сепаратор, 5 – скважина, 6 – пласт, 7 – НКТ, 8 – пакер, 9 – глубинный манометр, 10 – геофизический кабель, 11 – вторичный прибор, 12 – выкидная линия, 13 – установка погружного центробежного насоса, 14 – погружной двигатель с ТМС, 15 – кабель, 16 – станция управления с частотным преобразователем, 17 – газосепаратор

центробежных насосов с сепараторами механических примесей [8], а также другие известные компоновки скважинного оборудования.

С целью увеличения эффективности геомеханического воздействия целесообразно использовать при этом также вибросейсмическое воздействие [9], позволяющее усилить процесс образования трещин в призабойной зоне.

Помимо этого, новая технология геомеханического воздействия важна для развития методов водогазового воздействия на пласт [10, 11] и позволяет увеличить приемистость нагнетательных скважин для закачки не только воды, но и водогазовых смесей.

Выводы

1. Фактические данные подтверждают существование эффекта геомеханического воздействия в нефтяных пластах, приводящего в ряде случаев к формированию системы трещин в призабойной зоне и увеличению проницаемости.

2. Хорошие перспективы для будущего развития имеет технология повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин за счет геомеханического воздействия на коллекторские свойства пласта в призабойных зонах и перехода к эксплуатации добывающей или нагнетательной скважины без глушения. Для реализации данной технологии могут быть использованы струйные насосы и установки погружных центробежных насосов, а также другие известные компоновки скважинного оборудования. 💧

Статья подготовлена по материалам доклада, сделанного на конференции «Механизированная добыча – 2018» 22 марта 2018 года.

Литература

1. В.П. Сонич, Н.А. Черемисин, Ю.Е. Батулин Ю.Е. Влияние снижения пластового давления на фильтрацион-

но-емкостные свойства пород // Нефтяное хозяйство, № 9, 1997. – С. 52–57.

2. В.И. Игrevский, А.Н. Дроздов. Освоение скважины погружным центробежным электронасосом в условиях высокопродуктивного трещиноватого пласта // Нефтяное хозяйство, № 5, 1987. – С. 52–56.

3. С.Н. Закиров. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Струна, 1998. – 628 с.

4. В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко. Управление напряженным состоянием – способ строительства идеальной скважины // Нефть и газ Евразия, № 11, 2012. – С. 16–56.

5. Патент № 2620099, РФ. М. кл. Е 21 В 43/18, 43/26, 43/12. Способ повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин / С.Н. Закиров, А.Н. Дроздов, Э.С. Закиров и др. – Заявл. 10.05.2016, опубл. 23.05.2017, Б.И. № 15.

6. А.Н. Дроздов, В.А. Териков. Применение установок погружных гидроструйных насосов с двухрядным лифтом для эксплуатации осложненных скважин // Нефтяное хозяйство, № 6, 2009. – С. 68–72.

7. Д.Г. Орлов, В.А. Териков, А.Н. Дроздов и др. Промысловые испытания экспериментальных образцов беспакерной компоновки гидроструйного насоса с двухрядным лифтом на Самолорском месторождении // Нефтепромысловое дело, № 11, 2003. – С. 20–24.

8. В.С. Вербицкий, А.Н. Дроздов, А.В. Деньгаев, А.И. Рабинович. Новая технология защиты установки электроцентробежного насоса от влияния механических примесей // Нефтяное хозяйство, № 12, 2007. – С. 78–81.

9. Патент № 2206729, РФ. М. кл. Е 21 В 28/00, 43/25. Способ и установка для вибросейсмического воздействия на залежь / Г.Г. Иванов, А.Н. Дроздов, Р.Г. Ямлиханов, В.С. Вербицкий. – Заявл. 29.05.2001, опубл. 20.06.2003, Б.И. № 17.

10. Патент № 2190760, РФ. М. кл. Е 21 В 43/20. Способ водогазового воздействия на пласт / А.Н. Дроздов, А.А. Фаткуллин. – Заявл. 25.01.2001, опубл. 10.10.2002, Б.И. № 28.

11. А.Н. Дроздов, Ю.А. Егоров, В.П. Телков и др. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты // Территория НЕФТЕГАЗ, № 2, 2006. – С. 54–59.

 **НЕДРА**
ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ДОМ

OIL & GAS
JOURNAL
RUSSIA

ООО «Издательский дом Недра» предлагает оформить подписку на печатную и электронную версии журнала Oil&Gas Journal Russia

Oil&Gas Journal Russia	1 номер	6 месяцев	годовая (11 номеров)
Печатная версия	1430 руб.	8580 руб.	15730 руб.
Электронная версия	900 руб.	5400 руб.	9900 руб.
Печатная и электронная версии	1770 руб.	10620 руб.	19470 руб.

Для студентов, аспирантов и преподавателей ВУЗов РФ действуют льготные цены на подписку при предъявлении студенческого/преподавательского билета.

Перечень подписных агентств

Почта России: Индекс: П1951 <https://podpiska.pochta.ru>
Урал-Пресс: Индекс: 18586 www.ural-press.ru
Объединенный каталог «Пресса России»: Индекс: 70164, 18586 www.pressa-rf.ru
МАП «Каталог российской прессы»: Индекс: 24892, 99628 www.vipishi.ru

Вы также можете оформить подписку на сайте www.ogjussia.com в разделе «Подписка» или связаться с нами любым удобным способом:

Телефон: +7 (495) 228-34-74 | E-mail: magazines@nedrainform.ru