

УДК 622.276.43"5"

**К ВОПРОСУ О ПУТЯХ ПОВЫШЕНИЯ ПРОМЫСЛОВОЙ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ
ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ ИХ
ЭКСПЛУАТАЦИИ**

¹Л.З. Арсланова, ²А.М. Гареев, ³Ю.А. Гуторов

¹Филиал ФГБОУ ВПО УГНТУ в г. Октябрьский

²НГДУ «Туймазанефть» АНК "Башнефть",

³РКНТЦ - "Нефтяная долина"

**POSSIBILITIES FOR BOOSTING THE PERFORMANCE OF CYCLIC
WATERFLOODING OF PRODUCTIVE RESERVOIRS AT LATE
STAGES OF THEIR DEVELOPMENT**

¹L.Z. Arslanova, ²A.M. Gareev, ³Yu.A. Gutorov

¹Oktyabrsky Branch of Ufa State Oil Technical University

²NGDU Tuimazaneft of JSOC BASHNEFT

³RKNTC Nyftanaya Dolina

E-mail: arslanovalilia@mail.ru

Аннотация. В статье анализируются различные варианты повышения промысловой эффективности технологии циклического заводнения терригенных коллекторов. Показано, что продолжительность положительного эффекта от применения этой технологии зависит от времени и постепенно снижается в связи с необратимым падением пластового давления, вызванного недокомпенсацией отбора закачкой. Предлагается вариант контроля за процессом смыкания флюидопроводящих каналов в продуктивном пласте с помощью межскважинной сейсмотомографии с последующей инициацией в пласте

релаксационных процессов с помощью технологии дилатационно-волнового воздействия с целью образования в нем вторичных флюидопроводящих каналов. Причем рекомендуется выбирать очаговые скважины в местах расположения флексур и периклиналий. Практическое опробование предложенной технологии оптимизации циклического заводнения на одной из площадей Ромашкинского месторождения подтвердило ее промысловую эффективность.

Abstract. The paper analyses various possibilities for enhancing the performance of cyclic waterflooding in terrigenous reservoirs. It has been shown that sustainability of beneficial technological effects deteriorates gradually due to irreversible reservoir pressure depletion resulting from inadequate voidage replacement ratios. A solution to controlling the closure of fluid-conductive channels in the productive reservoir is proposed. This implies application of cross-well seismic tomography followed by relaxation processes induced in situ using dilatation-wave technique to create secondary fluid-conductive channels in the productive reservoir. It is recommended that local wells be selected within flexural folds and periclines. Field tests of the proposed waterflood optimization technology at the Romashkinskoye oil field have proven its efficiency.

Ключевые слова: циклическое заводнение, напряженное состояние, релаксация, вибро-волновое воздействие, флексуры и периклиналии, сейсмотомография, флюидопроводящие каналы.

Key words: cyclic waterflooding, stress state, relaxation, vibratory and wave treatment, flexural folds and periclines, seismic tomography, fluid-conductive channels

Теоретические и практические основы технологии применения циклического (нестационарного) заводнения продуктивных коллекторов были изложены еще в работе [1], а способы его конкретной реализации с учетом их геолого-физических и фильтрационно-емкостных свойств подробно описаны в работе [2].

Однако этот способ, несмотря на достигнутую с его помощью промышленную эффективность, не получил, к сожалению, достаточно широкого распространения.

Одной из причин падения интереса к этому методу являлась недостаточная стабильность полученного с его помощью промышленного эффекта во времени, истоки которой были недостаточно изучены, что и послужило основанием снижения интереса к этой технологии у нефтедобытчиков.

Исследования выполненные с участием автора показали, что при осуществлении закачки вытесняющего агента (вода) в продуктивный пласт импульс давления движется по флюидопроводящим каналам пласта (межблоковым трещинам), приобретая постепенно колокообразную форму. В момент прохождения по трещине переднего фронта импульса давления вода устремляется из трещин в нефтенасыщенные блоки, тем самым повышая в них поровое давление.

При прохождении по межблоковым трещинам заднего фронта импульса давления режим репрессии сменяется режимом депрессии, что вызывает активный «подсос» нефти из блоков в трещины. Процесс «подсоса» усиливается тем обстоятельством, что поровое давление в блоках оказывается выше давления в трещинах в момент прохождения по ним заднего фронта импульса давления.

Таким образом, прохождение каждого последующего импульса давления по межблоковым трещинам сопровождается движением по ним

чередующихся порций двухфазной жидкости: вода-нефть, вода-нефть и т.д.

Продолжительность истечения порции извлеченной из блоков нефти, как правило, больше продолжительности истечения порции воды.

Известный способ [3] не может обеспечить полную компенсацию отбора циклической закачкой, так как объем закачиваемой в пласт воды в данном случае ниже, чем при стационарном режиме закачки. При этом нарушается стабильность (неизменность) пластового давления, и, как следствие, не обеспечивается стабильность продуктивности добывающих скважин.

Поскольку циклическая закачка не может полностью предотвратить процесс постепенного снижения пластового давления, то в условиях сохранения постоянства горного давления окружающих пород происходит постепенное смыкание флюидопроводящих каналов (трещин) в пласте. В результате постепенного смыкания флюидопроводящих трещин горная порода становится более монолитной, что сопровождается ростом в ней внутренних напряжений.

Чтобы восстановить естественную флюидопроводность горной породы, находящейся в таком напряженном состоянии, необходимо вызвать релаксацию возникших в ней напряжений, проводящую к возникновению вторичных флюидопроводящих каналов, сопровождаемую лавинообразным растрескиванием горной породы на микроблоки.

В известном способе, включающем нагнетание вытесняющих агентов в нагнетательные скважины и отбор пластовой жидкости через добывающие скважины, исследование естественной трещиноватости геологической среды пласта, инициирование и создание дополнительных каналов массопереноса в скважины, согласно изобретению при исследовании естественной трещиноватости выявляют по площади залежи зоны повышенной трещиноватости, напряженности и /или выявляют зоны

аномалий других геолого-физических параметров горной породы и в указанных зонах или вблизи них выбирают добывающие скважины или бурят дополнительные, иницируют и создают волновые каналы энерго-массопереноса в продуктивных интервалах данных скважин в пластах путем последовательной подачи импульсов физических энергий в пласт с одновременной записью поступающих из пласта физических излучений, проводят их фрактальный анализ и построение объемных аттракторов состоянии структуры геологической среды в режиме реального времени и непрерывным компьютерным мониторингом изменения состояния залежи и развития каналов энерго-массопереноса в пласте по группам скважин, на основе которого назначают момент времени подачи каждого последующего импульса и задают его энергетические и частотные параметры.

Недостаток известного способа заключается в следующем.

Основу известного способа составляет изучение структурного состояния пластовой среды: трещиноватости и напряженности с целью выбора объектов воздействия на нее физической энергией для получения вторичной трещиноватости и разрушения структурных связей в породе. Выбор объектов осуществляется согласно этому принципу, но при этом не учитывается зональное распределение остаточных запасов.

Определение трещиноватости не всегда дает исчерпывающую картину деформационно-напряженного состояния залежи на поздней стадии разработки, поскольку падение добычи пластовой жидкости может быть связано как с истощением запасов, так и с изменением физико-механических свойств породы за счет ее уплотнения.

Кроме того, известный способ сложен в применении, так как требует использования различного оборудования, а также замену или прерывание технологических режимов.

Задачей заявляемого способа является упрощение технологии циклического воздействия на продуктивный пласт и повышение его эффективности за счет мониторинга зонального распределения остаточных запасов углеводородов на нефтяном месторождении, влияющего на выбор нагнетательных скважин для циклического нагнетания вытесняющих агентов, и за счет контроля образования вторичной трещиноватости продуктивного пласта при воздействии импульсами упругой энергии.

Указанная задача решается тем, что в способе разработки нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации, включающем циклическое нагнетание вытесняющих агентов в нагнетательные скважины и отбор пластовой жидкости через добывающие скважины, воздействие на продуктивные интервалы пластов путем последовательной подачи импульсов упругой энергии в пласт, в отличие от известного, сначала предварительно осуществляют оценку плотности распределения остаточных запасов углеводородного сырья с построением карт их зонального распределения, а затем для циклического нагнетания вытесняющих агентов выбирают нагнетательные скважины в зоне нахождения на этой карте максимального содержания остаточных запасов углеводородного сырья, при этом производят оценку степени монолитизации - смыкания трещин горной породы, например, методом межскважинного просвечивания - сейсмотомографии [4], затем обеспечивают подачу импульсов упругой энергии в пласт через очаговые скважины до момента появления роста продуктивности в добывающих скважинах и осуществляют оценку образования вторичной трещиноватости по динамике поведения данных сейсмотомографии. После выявления снижения продуктивности в добывающих скважинах ниже уровня рентабельности повторяют оценку плотности распределения остаточных запасов углеводородного сырья с построением карт их зонального распределения и для циклического нагнетания вытесняющих

агентов выбирают следующие нагнетательные скважины в зоне нахождения на этой карте максимального содержания остаточных запасов углеводородного сырья, при этом воздействие на продуктивные интервалы пластов путем последовательной подачи импульсов упругой энергии в пласт осуществляют через очаговые скважины, которые выбирают в местах и по контуру, охватывающему зоны флексур, переклиналий или других резких изменений крутизны падения интервалов продуктивных пластов. Оценку плотности распределения остаточных запасов углеводородного сырья с построением карт их зонального распределения для выбора мест размещения нагнетательных скважин, находящихся в зоне максимального содержания остаточных запасов углеводородного сырья для циклического нагнетания в них вытесняющих агентов, повторяют до момента снижения продуктивности добывающих скважин ниже минимального уровня, определяемого показателя рентабельности и момента стабилизации на максимальном уровне амплитудных и минимальном уровне временных данных сейсмотомографии, а воздействие на продуктивные интервалы пластов путем последовательной подачи импульсов упругой энергии в пласт повторяют до момента достижения минимального уровня амплитудных и максимального уровня временных параметров геологической среды, регистрируемых с помощью межскважинной сейсмотомографии.

На рис. 1 представлена карта изогибс, одновременно иллюстрирующая накопленную годовую добычу нефти до воздействия волновой технологией в областях 1, 2 и 3 (оконтуренные штриховой линией) со скважинами, по которым произведена оценка продуктивности до воздействия на пласт импульсами упругой энергии.



Рис. 2. Карта изогибс на одной из площадей Ромашкинского месторождения ПАО «Татнефть» с расположением участков повышенного накопленного отбора нефти в процессе воздействия технологий ДВВ

На рис. 3 представлена карта изогибс с областями добычи 1, 2 и 3 (окоптуренные штриховой линией) со скважинами, по которым произведена оценка продуктивности после проведения циклического нагнетания в течение некоторого времени.

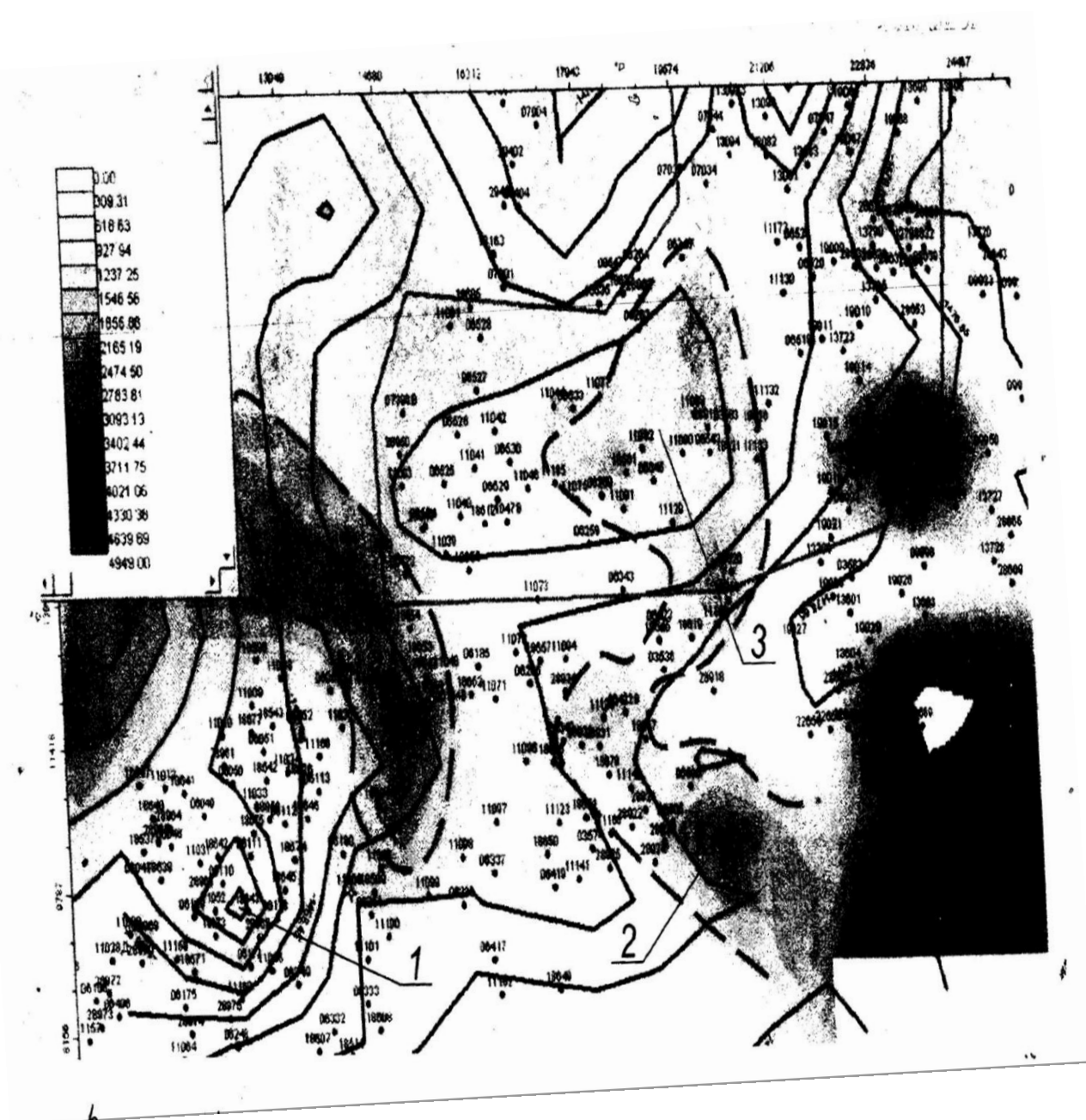


Рис. 3. Карта изогобс на одной из площадей Ромашкинского месторождения ПАО «Татнефть» с расположением участков повышенного отбора нефти после воздействия технологией ДВВ

Суть предложенного нами комплексного способа повышения нефтеотдачи заключается в следующем.

На нефтяном месторождении предварительно осуществляют оценку плотности распределения остаточных запасов углеводородного сырья с построением карт их зонального распределения и для циклического

нагнетания вытесняющих агентов выбирают места расположения нагнетательных скважин в зоне нахождения на этой карте максимального содержания остаточных запасов углеводородного сырья [5].

Затем осуществляют циклическое нагнетание вытесняющих агентов в выбранные нагнетательные скважины с одновременным контролем за изменением продуктивности добывающих скважин ниже минимального уровня, определяемого показателем рентабельности, и моментом стабилизации на максимальном уровне амплитудных и минимальном уровне временных данных сейсмотомографии [4].

Воздействие на продуктивные интервалы пластов путем последовательной подачи импульсов упругой энергии в пласт (волновая технология воздействия на пласт) осуществляют с целью инициирования в них релаксационных процессов, приводящих к образованию вторичной трещиноватости, при этом среди добывающих скважин выбирают очаговые скважины в местах и по контуру, охватывающему зоны флексур, переклиналий или других резких изменений крутизны падения интервалов продуктивных пластов. Обработывают продуктивный интервал через выбранную скважину с помощью одной из известных волновых технологий до момента появления роста продуктивности в добывающих скважинах и момента достижения минимального уровня амплитудных и максимального уровня временных параметров геологической среды, регистрируемых с помощью сейсмотомографии. По данным сейсмотомографии определяют момент начала образования в продуктивном пласте вторичной трещиноватости под действием волновой технологии и повторяют оценку плотности распределения, а затем возобновляют циклическую закачку вытесняющих агентов во вновь выбранные нагнетательные скважины, расположенные в зоне нахождения на карте максимального содержания остаточных запасов углеводородного сырья, при этом осуществляют контроль за изменением продуктивности

добывающих скважин, расположенных на участке указанной циклической закачки, и контролируют динамику процесса монолитизации горной породы в межскважинном пространстве по амплитудным и временным параметрам, регистрируемых с помощью сейсмотомографии.

При снижении продуктивности добывающих скважин ниже заданного предельно низкого уровня, вновь выбирают очаговые скважины в местах и по контуру, охватывающему зоны флексур, переклиналий или других резких изменений крутизны падения продуктивных интервалов и производят воздействие на продуктивные интервалы пластов путем последовательной подачи импульсов упругой энергии в пласт через эти очаговые скважины до момента достижения минимального уровня амплитудных и максимального уровня временных параметров геологической среды, регистрируемых с помощью сейсмотомографии, сопровождаемого увеличением продуктивности добывающих скважин.

Затем по результатам определения плотности распределения остаточных запасов углеводородного сырья производят повторное построение карт зонального распределения их плотности. По карте выбирают место для заложения нагнетательных скважин, отвечающих условию их нахождения в зоне максимального зонального распределения остаточных запасов углеводородного сырья, и осуществляют через них циклическую закачку вытесняющих агентов, при этом осуществляют контроль за изменением продуктивности добывающих скважин, расположенных на участке указанной циклической закачки, и контролируют динамику поведения амплитудных и временных параметров по показаниям сейсмотомографии [7]. Циклическую закачку ведут до момента снижения продуктивности добывающих скважин ниже минимального уровня, определяемого показателем рентабельности, и до момента стабилизации на максимальном уровне амплитудных и

минимальном уровне временных данных сейсмотомографии, что является признаком монолитизации горной породы.

При снижении продуктивности добывающих скважин ниже некоторого заданного предельно низкого уровня, выбранного, например, по критерию рентабельности, сопровождаемого стабилизацией на максимальном уровне - временных показаний сейсмотомографии, в зоне циклической закачки выбирают очаговые скважины в местах и по контуру, охватывающему зоны флексур, переклиналий или других резких изменений крутизны падения продуктивных пластов, поскольку известно, что именно в подобных геологических структурах имеются участки аномальных горных напряжений и сопутствующая им естественная трещиноватость, которая может способствовать возникновению самопроизвольных, либо инициированных внешним воздействием, например волновыми технологиями, релаксационных процессов, сопровождаемых образованием вторичных флюидопроводящих каналов в горной породе [8].

Обработку продуктивного пласта волновым воздействием осуществляют до момента появления в добывающих скважинах, соседних с очаговой скважиной, положительной реакции, характеризующейся увеличением продуктивности добывающих скважин, и сопровождаемой стабилизацией амплитудных данных сейсмотомографии на минимальном уровне, а временных данных - на максимальном.

Затем по известной инструкции возобновляют циклическую закачку во вновь выбранных нагнетательных скважинах, отвечающих условию максимального зонального распределения остаточных запасов углеводородного сырья, и осуществляют контроль за изменением продуктивности добывающих скважин на участке циклической закачки и регистрация динамики поведения амплитудно-временных параметров

геологической среды, регистрируемых межскважинной сейсмотомографией.

При снижении продуктивности добывающих скважин ниже заданного предельно низкого уровня выбирают среди них новые очаговые скважины в местах и по контуру, охватывающему зоны флексур (крутой изгиб залегающих пород), переклиналий (дугообразный изгиб залегания породы с наклоном слоев) или других резких изменений падения продуктивных пластов, и обрабатывают их с помощью известной волновой технологии.

Обработку продуктивного пласта импульсами упругой энергии в очаговых скважинах производят в течение времени, необходимого для восстановления продуктивности соседних добывающих скважин и достижения минимального уровня амплитудных и максимального уровня - временных параметров геологической среды регистрируемых межскважинной сейсмотомографией.

Операции повторяют вышеописанной последовательности до тех пор, пока положительная реакция добывающих скважин по продуктивности не снизится до некоторого предельно допустимого установленного уровня рентабельности, а амплитудные параметры геологической среды при этом стабилизируются на минимальном уровне, а временные – на максимальном уровне, что является объективным признаком максимальной выработанности запасов нефти на выбранном участке месторождения.

Примером осуществления предлагаемого способа являются воздействия волновой технологии на залежь Ромашкинского нефтяного месторождения являются материалы, приведенные на рис. 1, 2 и 3, на которых по результатам определения плотности распределения остаточных запасов углеводородного сырья даны примеры построения карт зонального распределения их плотности до, во время и после ДВВ. По

карте на рис. 1 выбрали место для заложения нагнетательных скважин, отвечающих условию их нахождения в зоне максимального зонального распределения остаточных запасов углеводородного сырья, и осуществили через них циклическую закачку вытесняющих агентов, при этом осуществляли контроль за изменением продуктивности добывающих скважин, расположенных на участке указанной циклической закачки, и контролировали динамику поведения амплитудных и временных параметров по показаниям сейсмотомографии.

На рис. 1 представлена карта, иллюстрирующая накопленную годовую добычу нефти до воздействия волновой технологией. Области, к которым приурочены максимальные годовые отборы, оконтурены штриховой линией. Область 1 относится к зоне флексуры (крутой изгиб залегающих пород), плавно переходящей в поднятие. Область 2 тоже относится к флекуре, но переходящей в синклиналь (вогнутая форма залегания горных пород). Область 3 находится в условиях, аналогичных зоне 2. В левом верхнем углу карты приложена шкала динамики добычи нефти с увеличением контрастности и интенсивности цвета по мере ее роста.

Выбранные места характеризуются повышенными внутренними напряжениями горной породы и ее монолитизацией, поэтому чтобы вызвать с ней релаксационные процессы, сопровождаемые образованием вторичной трещиноватости, произвели волновую обработку продуктивного пласта в одной из добывающих скважин на этом участке дилатационно-волновым воздействием на породы динамикой работы штангового глубинного насоса – ШГН. После проведения воздействия на данном участке текущая добыча изменилась. Результат распределения добычи показан на рис. 2. Как видно на карте, очаг максимальной накопленной добычи в области 1 стал более ярко выраженным. В области 3 добыча также повысилась.

Затем по известной инструкции возобнови циклическую закачку во вновь выбранных нагнетательных скважинах, отвечающих условию максимального зонального распределения остаточных запасов углеводородного сырья, и осуществляли контроль над изменением продуктивности добывающих скважин на участке циклической закачки и регистрацию динамики поведения амплитудно – временных параметров геологической среды, регистрируемых межскважинной сейсмографией.

На рис. 3 представлена карта распределения накопленной годовой добычи после проведения циклического нагнетания в течение некоторого времени. Как видно на карте, участки максимальных отборов 1 и 2 стали менее контрастными, на основании чего можно сделать вывод о прекращении эффекта волнового воздействия. Это объясняется тем, что на участках флексур, где первоначально были зоны напряженного состояния, волновое воздействие вызвало сброс этих напряжений, что способствовало созданию новых фильтрационных каналов, и по ним произошло увеличение добычи. Далее, за счет интенсивного отбора в зоне воздействия, пластовое давление опять снизилось, что способствовало смыканию трещин, и добыча нефти, соответственно уменьшилась.

При снижении продуктивности добывающих скважин ниже заданного предельно низкого уровня, снова выбирают среди них новые очаговые скважины в местах и по контуру, охватывающему зоны флексур, переклиналий или других резких изменений крутизны падения продуктивных пластов, и обрабатывают их с помощью известной волновой технологии.

Предложенный способ предусматривает применение стандартных методов и средств, не требующих специальной подготовки скважин. Значительно упрощена методика выбора скважин для осуществления циклической закачки вытесняющих агентов в продуктивный пласт и

выбора скважин для воздействия на пласт волновой технологией с целью инициирования в нем релаксационных процессов.

Выводы:

1. Выполнен анализ причин снижения технологической эффективности технологии циклической закачки воды во времени.
2. Доказано, что причиной снижения технологической эффективности технологии циклической закачки является смыкание флюидопроводящих каналов в призабойной зоне пласта под влиянием горного давления из-за снижения пластового давления вследствие недокомпенсации отбора закачки.
3. В условиях снижения пластового давления существенно снижается эффективность технологии дилатационно-волнового воздействия вследствие необратимой монолитизации горной породы вблизи очаговых и добывающих скважин.
4. Ускорение протекания релаксационных процессов в горной породе под влиянием технологии ДВВ можно получить за счет размещения очаговых скважин на участках месторождения, приуроченных к зонам флексур и переклиналий, где напряженность горной породы имеет аномальные значения.
5. Контролировать процессы релаксации горных напряжений вблизи очаговых и добывных скважин предлагается с помощью сейсмотомографии, с помощью которой можно отслеживать динамику смыкания размыкания флюидопроводящих трещин в горной породе в режиме реального времени.

Список литературы

1. Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на пласт как метод повышения нефтеотдачи при заводнении (нефтяное хозяйство), 1963 № 3, с. 13-15.
2. РД – 39 – 3 – 507 – 80. Методическое руководство по регулированию выработки пластов за счет применения циклического заводнения. М. Миннефтепром СССР, 1980 г., 24с.
3. Патент РФ №22911954 от 16.12.2004, БИ. №6, 2007, с.35.
4. Болгаров А.Г. Межскважинная сейсмотомография для решения инженерно – геологических задач. МНПК «Проблемы и перспективы применения современных технологий для повышения эффективности решения задач геологоразведки, Уфа, Тау, 2001, с. 217 – 219.
5. Дементьев Л.Ф., Жданов М.А., Кирсанова А.И. Применение математической статистики в нефтепромысловой геологии // М., Недра, 1978, 145с.
6. РД 153 – 39.0 – 263002. Инструкция по технологии ПНП и интенсификации притока нефти дилатационно – волновым воздействием на породы динамикой работы ШГН // ОАО Татнефть, Альметьевск, 2002.
7. Методическое руководство по совершенствованию циклического заводнения в различных геолого – физических условиях // ОАО Татнефть, Альметьевск, 2006, 18с.
8. Голф – Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещинных коллекторов // М., Недра, 1986, 345с.

Сведения об авторах

Арсланова Лилия Зуфаровна, аспирант 3 курса ФГБОУ ВПО УГНТУ каф. РНГМ, преподаватель нефтепромысловых дисциплин ГБПОУ ОНК им. Кувыкина, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация
E-mail: arslanovalilia@mail.ru

Гареев Азат Мухамматович, аспирант НПФ «Геофизика», зав. группой технического отдела, НГДУ «Туймазанефть», г.Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация
E-mail: garaz81@list.ru

Гуторов Юлий Андреевич, доктор технических наук, заместитель директора по научно-исследовательской работе, региональный координационный научно-технический центр «Нефтяная долина», г.Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация
E-mail: gutorov70@mail.ru

Authors

L.Z. Arslanova, PhD student at Oil-and-Gas Fields Development Chair, Branch of Ufa State Oil Technical University, Instructor in Petroleum Engineering Sciences at Oktyabrsky Oil College, Republic of Bashkortostan, Russia
E-mail: arslanovalilia@mail.ru

A.M. Gareev, PhD student, Head of Division of the Technical Department at NGDU TUIMAZANEFT, Oktyabrsky, Republic of Bashkortostan, Russia
E-mail: garaz81@list.ru

Yu.A. Gutorov, Dr.Sc, Deputy Director for R&D, Regional Coordination Research-and-Development Center Neftyanaya Dolina, Oktyabrsky, Republic of Bashkortostan, Russia
E-mail: gutorov70@mail.ru

Арсланова Лилия Зуфаровна

452600, Российская Федерация, Республика Башкортостан,

г.Октябрьский, ул. Девонская, 54А

тел. 8 937 344 12 22

E-mail: arslanovalilia@mail.ru