

Бурение скважин и разработка месторождений

Volynets I.G., Candidate of Technical Sciences, associate professor of Department Construction and repair of oil-and-gas field facilities", Tyumen State Oil and Gas University, Institute of Transport, phone +7(3452)417-025

УДК 622.276.43

ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ОГРАНИЧЕНИЯ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В ПЛАСТЫ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

Е.Ф. Кутырев, В.В. Шкандратов, О.Ю. Бочкарев, А.А. Каримов
(ООО «КогалымНИПИнефть», ТПП «Когалымнефтегаз», ТПП «Лангеласнефтегаз»)

Поддержание пластового давления, дегазация, асфальтены, застойная зона, прекращение закачки

Formation pressure maintenance, degassing, asphaltenes, "bypassed oil", depressed zone, injection termination, bypassed oil release, energy revival

UDC 622.276.43

Expediency of restriction of water injection into formations at later stage.

Kutyrev E.F., Shkandratov V.V., Bochkarev O.Yu., Karimov A.A.

The negative effects of intensive oil deposits waterflooding visibly developing at a later stage in the form of bypassed and depressed zones occurrence, as well as a significant transformation of the field development system are analyzed. It is proved that for reduction of oil production rates the efficiency of the formation stimulation can be achieved as result of the significant restriction of water injection volumes. Fig. 3, ref. 4

В настоящее время в России разрабатывается посредством заводнения 90% всех нефтяных месторождений. В то же время опыт освоения их запасов в настоящее время свидетельствует о невысокой эффективности метода разработки с заводнением. Для определенной части этих месторождений отмечается эффективность разработки с заводнением лишь в самый начальный период – период задействования системы поддержания пластового давления (ППД). Для многих других месторождений Западной Сибири некоторые негативные последствия заводнения пластов проявляются почти с самого начала его реализации.

К началу 90-х годов прошлого века величина КИН для крупнейших месторождений стабилизировалась на крайне низком уровне, в среднем не превысив 35% (В.И. Грайфер, 2004). Отметим, согласно В.Д. Лысенко, извлечение из пластов, разрабатываемых без ППД, на режиме щадящих депрессий, достигает 30%. Характерен в смысле негативных последствий заводнения опыт разработки таких крупных месторождений, как Арланское (Башкирия), Ромашкинское (Татария), Самотлорское (Западная Сибирь). Причем для большинства западносибирских месторождений почти отсутствует даже кратковременный рост темпов отбора нефти и текущего КИН в момент начала заводнения. С этого момента достаточно четко проявляется тенденция существенного снижения добычи нефти. При этом КИН для многих западносибирских месторождений лишь едва достигает 30%.

Ранее полагалось, что низкое извлечение нефти при ее вытеснении водой, как правило, обусловлено недостаточно высокими текущими давлениями в пласте. Однако заметное увеличение объемов нагнетаемой в пласт воды не приводит к ожидаемому результату (пласты П Трехозерного, БС₁₁ Муравленковского, БП₁₁ Вынгайхинского, БВ₈ Вынгапуровского, АВ_{1,2} Урьевского и других месторождений), более того, росту объемов закачки воды в пласты на поздней стадии соответствовало даже снижение текущих давлений в последних. В по-

Бурение скважин и разработка месторождений

добной ситуации резко трансформируется система разработки, а текущее давление в ряде блоков в зоне отбора заметно превышает таковое в зоне нагнетания.

Предполагалось также, что низкопроницаемые прерывистые, линзовидные пласты АВ₁₋₂, объекты в низах мегионской свиты (пласты БВ₆, БВ₈ и БС₁₀ Урьевского, БС₁₀¹ Умсейского, БС₉² Сугмутского, БП₁₁¹ Вынгаяхинского месторождений, пласты ачимовской толщи, баженовской и васюганской (кроме пласта Ю₁¹ Новогоднего) свит должны вырабатываться с применением более интенсивных площадных систем заводнения. Однако и в этих случаях результаты подобных мероприятий и проектных решений в действительности не оказались эффективными.

Характерно, что даже в случаях многократной промывки пластов водой менее проницаемые их части, зачастую составляющие 2/3 от эффективной толщины и нередко содержащие значительные запасы нефти, не вовлекаются в разработку. В то же время высокие объемы закачиваемой и попутно добываемой воды приводят к большим затратам на подготовку и утилизацию ее, на электроэнергию, что не обеспечивает рентабельной добычи нефти на поздних стадиях.

Уменьшение темпов отбора от НИЗ нефти является свидетельством прорыва закачиваемой воды, объем которой соответствует выработке запасов, в свою очередь отвечающей максимальному уровню годовых отборов. Данный прорыв, исходя из промысловой информации, может происходить при выработке от начальных запасов порядка 0,12-0,29. По существу продолжающееся в дальнейшем снижение отборов нефти и одновременное увеличение отборов жидкости (на заключительной стадии возможно даже и снижение добычи жидкости) с ростом объемов закачки фактически отражает тот факт, что с момента прорыва нагнетаемая вода уже не играет роли вытесняющей нефть силы [1]. В соответствии с [2] закачка воды в пласты и в целом система ППД не только не обеспечивают эффективного вытеснения нефти, но даже не предотвращают выхода растворенного газа из последней в свободную фазу.

В чем же состоит основная причина довольно низкой эффективности разработки нефтяных месторождений методом заводнения? В связи с этим отметим факт развития в разрабатываемых с заводнением нефтяных пластах режима течения газированной жидкости (в том числе В.В. Стасенков, В.М. Салажев и др., 1995), причем при явном превышении текущих давлений (P) над величиной давления насыщения (P_s) нефти газом (месторождения Южно-Александровское Белоруссии, Холмогорское, Муравленковское, Покачевское, Урьевское и др. Западной Сибири, Узенское и Жетыбайское Западного Казахстана и др.). При этом, согласно промысловым и экспериментальным исследованиям, в процессе разработки месторождений с заводнением в условиях, когда $P > P_s$, наблюдается существенное снижение упругости насыщенных паров нефти (P_s), являющееся следствием искусственной дегазации пластовых жидких УВ, спровоцированной закачкой воды пластовой нефти.

По результатам физического моделирования процессов газообмена в пластовой системе нефть-нагнетаемая вода установлено появление в ней свободного газа [3]. Характерно, что влияние процессов диффузии газа через нефть на газообмен между нефтью и водой почти не имеет места, причем также и в силу низкой растворимости газа в воде. Добавим к этому, что А.Ю. Намиотом и В.Г. Скрипкой (1974) экспериментально установлена возможность появления свободной фазы нефтяного газа в бомбе PVT при смешивании жидких углеводородов с водой в условиях высоких температур, а В.Н. Мартосом (1978) отмечен факт появления в прозрачной модели пласта свободного газа, инициированный непосредственно нагнетаемой водой в условиях $P > P_s$.

Согласно результатам экспериментальных исследований [3], обвальное выхождение растворенного газа из пластовой нефти, формирование в пласте массы его в свободной фазе и последующий прорыв по восстанию к забою добывающих

Бурение скважин и разработка месторождений

скважин, инициируемых вторжением нагнетаемой воды, приводят к существенному превышению текущих давлений относительно начального, отложению высокомолекулярных соединений в порах пласта на полях фильтрации воды, развитию перекачанных зон, а в последующем и застойных. Как уже отмечалось, разработке большинства нефтяных месторождений, в особенности Западной Сибири, сопутствует режим фильтрации газированной жидкости, что подтверждается многочисленными случаями газопроявлений скважин в ходе капитального ремонта, данными исследований (ПГИ-термометрия, ГДИ-КВД и др.), а также нередкими случаями загазовывания добывающих скважин, сопровождающимися резким снижением их дебита по нефти. Формирование в пласте огромных масс газа и продвижение их к скважинам центральных участков залежей в силу существенного повышения текущего давления может приводить к фонтанированию скважин газом через затрубное пространство (Муравленковское).

Повышение давления в пласте с увеличением объемов нагнетания воды обусловлено главным образом количеством образующегося в нем свободного газа и в определенной степени влиянием собственно воды. Содержание в пласте вновь образующейся фазы свободного газа, при прочих равных условиях, зависит от истинной (исходной) газонасыщенности пластовой нефти (чем больше исходное газосодержание нефти, тем больше нефтерастворенного газа высвобождается в свободную фазу) и степени дисперсности коллектора (чем больше содержание тонкодисперсной фракции, тем выше P_s и соответственно выше уровень дегазации пластовой нефти).

Опыт разработки месторождений с высоким (Зайкинское, Новогоднее) и повышенным (Вынгапуровское, Вынгаяхинское, Умсейское, Повховское, Тевлинско-Русскинское и др.) газосодержанием пластовой нефти свидетельствует о низкой эффективности метода заводнения (Е.Ф. Кутырев, 2000). Низкопроницаемые пласты, характеризующиеся высоким содержанием тонкодисперсной фракции и невысокой нефтенасыщенностью, также отличаются низкой эффективностью разработки методом заводнения (Асюльская площадь Батырбайского месторождения и Полазненское, яснополянский горизонт; Южно-Ягунское, Ю₁; Урьевское, Ю₁ и др.). Разработка подобных пластов, но с повышенным газосодержанием пластовой нефти (Умсейское месторождение, БС₁₀¹) методом заводнения вообще нецелесообразна.

В силу явлений разгазирования пластовой нефти, ее дегазации и образования в пласте скоплений свободного газа (техногенные газовые шапки), спровоцированных закачкой воды при $P > P_s$ происходит существенное снижение производительности добывающих скважин по нефти, вплоть до прекращения фонтанирования, причем при достаточно низкой обводненности продукции, соответствующее моменту прорыва газа к их забоям. К примеру, для добывающих скважин объекта АВ₂ Покачевского месторождения Западной Сибири характерно резкое (2,65 раза) снижение дебитов по нефти в 1977-1980 годах. Причем скважины в этот период работали безводной нефтью (обводненность не превышала 0,51 %), несмотря на то, что система ППД введена в действие в 1979 году. Отмеченное снижение дебитов и продуктивности скважин фактически обусловлено их загазовыванием. Подобное снижение производительности скважин в аналогичный период разработки характерно также для Вынгапуровского (БВ₈), Вынгаяхинского (БП₁₁¹), Умсейского (БС₁₀¹) и Урьевского (АВ₁₋₂) месторождений, для которых наблюдался массовый выход в бездействие скважин вследствие прекращения фонтанирования. Более того, в ряде случаев (высокое газосодержание пластовой нефти) отмечается четкая отрицательная реакция добывающих скважин на ввод под закачку ближайших нагнетательных (Вынгапуровское, БВ₈).

С ростом обводненности добывающих скважин вследствие задействования системы ППД усиливаются процессы формирования и накопления свободной

Бурение скважин и разработка месторождений

фазы газа в их стволе, а в дальнейшем и в ПЗП. При этом прекращается отложение АСПВ на поверхности НКТ, поскольку основная масса высокомолекулярных компонентов нефти выпадает из нефти в порах ПЗП. Выпадение АСПВ в ПЗП добывающих и нагнетательных скважин приводит к отключению из работы пропластков, отличающихся меньшими размерами пор, и соответствующему снижению производительности и приемистости.

В последующем дегазация пластовой нефти и формирование в пласте газовых масс, спровоцированные нагнетаемой водой, происходят и в межскважинном пространстве. Причем выпадение АСПВ (на третьей стадии и особенно на заключительной) в порах пласта инициирует гидродинамическое разобщение участков залежей, прекращение дренирования в слабопроницаемых пропластках (здесь имеет место опережающее отложение АСПВ в порах малого диаметра), чем обусловлено исчезновение реакции добывающих скважин на закачку воды в соседние нагнетательные, формирование перекачанных и застойных (депресссионных) зон. На главных путях фильтрации нагнетаемой воды образуются узкие полосо- и кольцеобразные зоны пласта, где произошло глубокое осаждение высокомолекулярных компонентов нефти. Этими протяженными полосообразными зонами разграничиваются застойные и перекачанные участки пласта.

Подобная динамика разработки нефтяных залежей и развитие неблагоприятных тенденций характерны для упомянутых месторождений, а также для Самотлорского. По сути, в период поздней стадии разработки нефтяные залежи трансформировались в серию разъединенных полосообразными зонами целиков, находящихся и в перекачанных, и в депрессионных участках. Перекачанные зоны на данный момент характеризуются высоким потенциалом целиков, зажатых прессом находящейся в пласте воды. Целики нефти в слабодепрессионных зонах характеризуются меньшим потенциалом, однако, представляют промышленный интерес. Таким образом, вследствие неблагоприятного воздействия закачиваемой воды на пласт имеем дело с так называемой техногенной геологией.

Согласно традиционному подходу (И.П. Васильев, В.Е. Гавура и др., 1988; Ф.А. Шарифуллин, Л.С. Бриллиант, А.А. Клочков, 1997), доработку рассматриваемых залежей и месторождений целесообразно осуществлять уплотнением сетки скважин на недренируемые запасы, усиления системы заводнения и форсированием отбора жидкости. В то же время опыт доработки на основе этого подхода оказался отрицательным для многих месторождений.

Нормализацию пластовой энергетики, в определенной степени способствующей воссозданию фактически трансформированной системы разработки и соответствующих градиентов давления между зонами отбора и нагнетания, возможно осуществить посредством заметного ограничения объемов нагнетания воды в пласты. Лишь при этом появится возможность, с одной стороны, определить положение в плане депрессионных и слабодепрессионных зон и, с другой, обеспечить условия для эффективного применения методов восстановления гидродинамической связи с пластом (в пределах слабодепрессионных зон) и интенсификации добычи, для увеличения нефтеизвлечения, в том числе на основе тампонирующих высокопроводящих каналов, а также для ограничения водопритока и исключения необходимости глушения скважин.

В последние десять лет большинство месторождений Западной Сибири претерпевают поздние стадии разработки с резким проявлением уже описанных негативных тенденций. При этом целесообразность снижения объемов закачки воды в пласты рассматривается в первую очередь как необходимость приведения их в соответствие с отбираемыми объемами жидкости. Причем для обоснования снижения объемов закачки не анализируются и не учитываются процессы в разрабатываемом пласте. Поэтому мероприятиями по оптимизации заводнения не предусматривалось радикального снижения объемов закачки, требуемого для оживления энергетики целиков нефти.

Бурение скважин и разработка месторождений

Между тем накопленный опыт подобного гидродинамического воздействия на пласты свидетельствует о необходимости более значительного и длительного ограничения объемов закачки для достижения ощутимого эффекта. Так, стабилизация обводненности жидкости для Александровской площади Туймазинского месторождения Башкирии (пласт Д₁) произошла на четвертый год эксперимента по ограничению закачки. Для Таныпского, Северо-Таныпского, Маячного, Красноярского и Осинского месторождений Пермской области заметна дополнительная добыча нефти, полученная в течение двух-трех лет ограничения или полного прекращения закачки.

Аналогичные результаты достигнуты по данным длительного промышленного эксперимента на Яблонеvском месторождении. Здесь лишь на пятый год после прекращения закачки воды в пласт заметно снизились добыча воды и темпы падения добычи нефти. Эффективным оказалось прекращение закачки воды на Северо-Долинском и Долинском месторождениях Украины, где в результате прекращения закачки воды удалось стабилизировать добычу нефти и достичь снижения отборов воды. Такой же эффект получен по данным прекращения закачки воды на Бахметьевском (пласт А₂) Мало-Черногорском (пласты ЮВ₁, БВ₁₀ и БВ₉), Мортvмья-Тетеревском (пласт «П»), третий блок Западно-Мортvмьинской залежи), Самотлорском (АВ₁³-АВ₂₋₃) и ряде других месторождений. В то же время не оказались обнадеживающими результаты прекращения закачки воды на Асюльской площади Бытырбайского и Полазнvнском месторождениях (яснополянский надгоризонт) Пермской области.

Рассмотрим с учетом накопленного опыта эффективность нестационарного заводнения в варианте ограничения закачки по девяти объектам двух месторождений Западной Сибири, претерпевающих позднюю стадию разработки с характерным увеличением объемов нагнетаемой воды, уменьшением добычи нефти и прогрессирующим ростом обводненности продукции до предельных величин. Объемы закачиваемой воды значительно превышают отборы жидкости с более чем двойной компенсацией суммарных отборов, причем компенсация текущих отборов достигала 400%. Обводненность продукции превысила 85%. Объекты разрабатываются по площадной системе, включая семиточечную и с использованием трехрядной блочной. Согласно распределению остаточных извлекаемых запасов, значительные объемы нефти представлены в пластах в виде целиков, заблокированных (задавленных) закачанной водой. Нагнетание воды ведется в скважины, работающие постоянно и ранее длительно простаивающие, а также в те из них, по которым неоднократно и резко изменялись объемы закачки.

Как известно, на начальной стадии гидродинамического воздействия в виде ограничения объемов нагнетания воды в пласты наблюдается заметное снижение добычи жидкости и нефти. Более того, отмечается существенный прирост доли воды в добываемой продукции. Для месторождений, разрабатываемых с ППД посредством заводнения, характерны так называемые технологические перерывы в работе нагнетательных скважин, связанные с необходимостью ремонта наземного оборудования (БКНС, водоводов, линий электроснабжения т.п.). Учитывались также и те нагнетательные скважины, в которые в течение короткого (менее месяца) периода нагнетались значительно меньшие объемы воды. По существу, подобного рода простои представляют неконтролируемый (спонтанный) вид нестационарного воздействия на пласт. При этом дополнительная добыча определялась как разность между фактической добычей нефти и ее уровнем до снижения обводненности продукции.

В соответствии с данными незапланированного промыслового эксперимента, эффективность рассматриваемого варианта нестационарного заводнения определяется частотой и амплитудой изменения объемов закачиваемой в пласты воды, что выражается в виде снижения обводненности продукции соседних с нагнетательными скважин. За анализируемый период дополнительно добыто

Бурение скважин и разработка месторождений

78,1 тыс. т нефти по 42 очагам, причем обводненность продукции по ряду скважин снижалась на 40% (рис. 1).

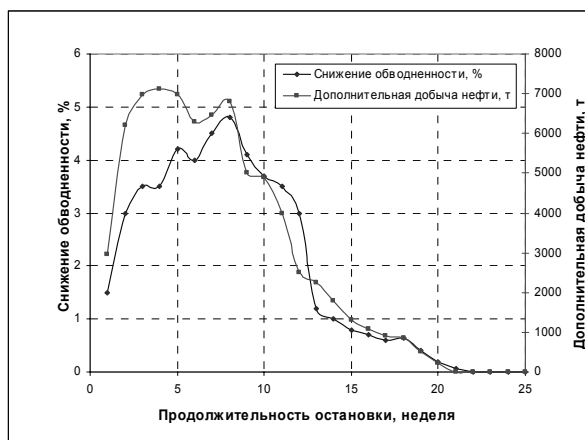


Рис. 1. Зависимость дополнительной добычи нефти и обводненности продукции от продолжительности перерыва в работе нагнетательных скважин

Согласно М.Л. Сургучеву, О.Э. Цинковой и др. (1977), И.Н. Шарбатовой, М.Л. Сургучеву (1988), в ходе нестационарного заводнения удается часть нефти, находящейся в малопроницаемых участках, вытеснить в дренируемую часть, с последующим движением в направлении забоев добывающих скважин. Однако опыт разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти свидетельствует о том, что уже на первой-второй стадиях в тонких порах низкопроницаемых пород происходит осаждение высокомолекулярных соединений пластовой нефти, в существенной мере инициируемое газом, высвободившимся в силу воздействия закачиваемой воды на пласт. Этому способствует и тот факт, что величина давления насыщения нефти в порах малого размера заметно выше, чем в таковых среднего и крупного [4].

С учетом отмеченных моментов основной причиной снижения обводненности продукции скважин в случае воздействия на пласт способом ограничения объемов нагнетания следует считать разблокирование целиков остаточной нефти, задавленных ранее закачанной водой. Снижение объемов закачки при продолжающемся отборе жидкости приводит к оживлению энергетического потенциала целиков и вынуждает к движению их в направлении забоев добывающих скважин, вследствие чего увеличивается доля нефти в добываемой продукции.

В рассматриваемом случае снижение обводненности продукции проявилось уже с первой недели прекращения закачки воды в нагнетательные скважины, а последующий рост этого параметра — с девятой недели реализации воздействия (см. рис. 1). При этом зависимость дополнительной добычи нефти (ДДН) от величины снижения обводненности (ΔB) может быть представлена в виде линейных графиков для двух групп точек (рис. 2), соответствующих по продолжительности перерыва в работе нагнетательных скважин от одной до четырех недель, от 13 до 20 недель (первая группа), и от семи до двенадцати недель (вторая группа).

Бурение скважин и разработка месторождений

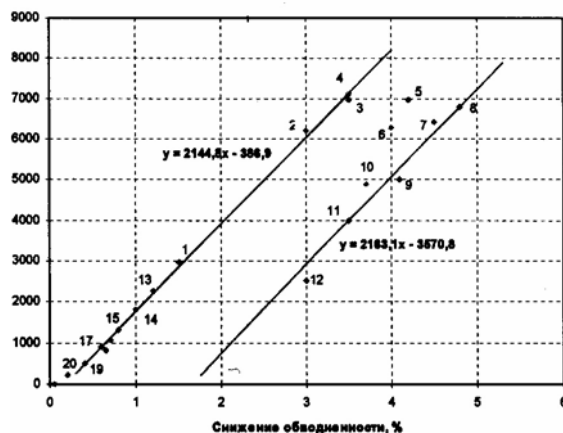


Рис. 2. Зависимость дополнительной добычи нефти от продолжительности остановки нагнетательных скважин и снижения обводненности продукции (шифр точек – простой скважин в неделях)

Аналогичный характер имеет зависимость дополнительной добычи нефти, отнесенной к величине снижения обводненности продукции (ДДН/ΔВ), от продолжительности периода прекращения закачки воды (рис. 3), которая также представлена в виде двух линейных графиков, отвечающих уже отмеченным группам точек.

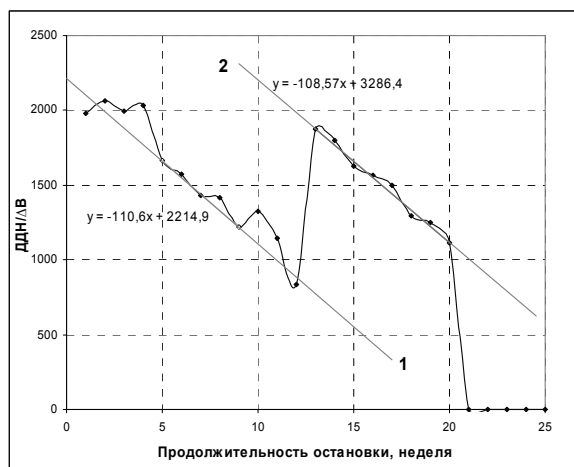


Рис. 3. Зависимость относительной дополнительной добычи нефти от продолжительности остановки нагнетательных скважин

Зависимость величины снижения обводненности продукции (как и дополнительной добычи нефти) от продолжительности остановки нагнетательных скважин представляет своеобразный горбообразный элемент с симметричными относительно друг друга склонами, первый из которых отражает рост величины снижения обводненности, а второй – уменьшение этого параметра (см. рис. 1) во времени воздействия на пласт. Именно в связи с симметричностью элементов данной зависимости (см. рис. 1) имеем линейные графики «ДДН-ΔВ» (см. рис. 2) и «ДДН/ΔВ-продолжительность остановки» (см. рис. 3) для отмеченных групп точек.

Бурение скважин и разработка месторождений

Исходные зависимости снижения обводненности и дополнительной добычи от времени воздействия (прекращения закачки), можно рассматривать аналогично модели М.К. Хубберта для временного изменения добычи нефти, допускающей равенство темпов роста и снижения отборов (см. рис.1). В нашем случае вместо эмпирического способа Хубберта для прогноза параметров воздействия можно использовать временные графики дополнительной добычи, отнесенной к обводненности продукции (см. рис. 3). Согласно этим графикам, угловые коэффициенты которых в силу принципа симметричности почти равны, свободный член уравнения зависимости 2 (см. рис. 3) по существу отражает масштаб гидродинамического воздействия на пласт.

В случае более масштабного гидродинамического воздействия на пласт (например, при полном прекращении нагнетания воды в пласт), свободный член уравнения рассматриваемой зависимости (см.рис. 3, график 2) существенно возрастает. В принципе, можно получить калиброванную зависимость, связывающую величину фактора воздействия (уровень объемов нагнетания или прекращения закачки) на пласт с величиной свободного члена.

Важно отметить, что чем выше степень воздействия на пласт (размер опытного участка и т.п.), тем больше величина дополнительной добычи и продолжительность эффекта. Исходя из этого, можно сделать вывод, что энергетический потенциал пласта, разрабатываемого с заводнением, будет противодействовать любому воздействию, что рано или поздно приведет к устранению последнего. Так, вызванное прекращением закачки гидродинамическое возмущение в зависимости от гидропроводности пласта привело к восстановлению исходной ситуации спустя 20 недель. В нашем случае с увеличением количества скважин, в которые прекращена закачка воды, дополнительная добыча нефти и продолжительность эффекта от гидродинамического воздействия должны заметно возрасти. Таким образом, эффективность гидродинамического воздействия на пласт в виде ограничения (прекращения) закачки воды определяется глубиной воздействия, текущими значениями газонасыщенности пластовой нефти и гидропроводности пласта (проницаемости).

Непременными условиями успешности воздействия на заводненные залежи нефти на поздней стадии посредством ограничения или прекращения закачки воды являются:

- радикальное или полное ограничение объемов нагнетания воды (в первую очередь в районах с высокообводненными скважинами и высокими текущими давлениями);
- одновременное недопущение форсированного отбора жидкости в целях предотвращения разгазирования пластовых флюидов.

Только в этом случае период некоторого роста обводненности продукции сразу же после прекращения (ограничения) закачки не будет достаточно продолжительным, а эффект от гидродинамического воздействия окажется заведомо существенным. Следует отметить, что продолжительность воздействия может оперативно корректироваться с учетом эффекта, то есть по графикам (см. рис. 1-3).

В 1980-1985 годах объемы закачки воды в пласты месторождений Западной Сибири снизились – расход на одну нагнетательную скважину в среднем уменьшился в 1,6 раза. В целом в пласты месторождений Тюменской области в 1993 году закачано 1,4 млрд. воды, что на 26% ниже, чем в 1990 году. В силу технико-технологических проблем, связанных с необходимостью реконструкции, существующей на промыслах системы ППД, почти невозможно реализовать значительное снижение объемов закачки воды в пласты в приемлемые сроки. Это обусловлено неуправляемостью системы ППД, непрерывностью процесса нагнетания воды в пласты, необходимостью поддержания постоянного давления в сети, обосновываемого с учетом приемистости скважин по нижнему пределу и распределения потоков по другим скважинам путем их дросселирования на входе (штуцированием). Ограничение объемов закачки воды необходимо

Бурение скважин и разработка месторождений

осуществлять поэтапно.

На первом этапе перехода к существенному ограничению закачки воды в пласты целесообразно комплексное осуществление технико-технологических мероприятий с одновременным проведением исследований (ГДИ, ПХИ, ПГТ, трассеры). В первую очередь следует решить проблему снижения установленной подачи насосных агрегатов ЦНС, фактическая загруженность которых составляет для месторождений Западной Сибири в среднем 30-50%. Для этого возможна замена насосов ЦНС-180 на менее производительные ЦНС-90*2000 Воткинского завода. Однако предпочтительнее ограничить производительность ЦНС установкой штуцера на гребенке водораспределительного пункта. В этом случае удастся осуществить более заметное снижение давления в сети и на устье нагнетательных скважин, возможно даже ниже проектных значений [2].

На втором этапе, когда в результате ограничений объемов закачки будет нормализована энергетика пласта, станет возможным обосновать программу дальнейших действий, в том числе по возможному дополнительному снижению объемов нагнетания, реконструкции системы ППД, причем с учетом и на основе тщательного анализа динамики основных технологических параметров залежи, прежде всего текущих давлений, дебитов скважин по нефти и жидкости.

Таким образом, следует считать возможной и целесообразной доработку заводненных месторождений, находящихся на поздней стадии, гидродинамическим воздействием в виде существенного ограничения закачки воды, с учетом поэтапной реконструкции системы ППД и на основе детального анализа геолого-промысловых данных. Существенной проработки требует вопрос рационализации доработки застойных зон залежей. Крайне пессимистичной следует считать оценку возможности эффективной доработки залежей (участков) с существенно сниженным пластовым давлением. Не исключено применение здесь газовых технологий, в особенности после ограничения (прекращения) закачки воды, хотя промышленный эксперимент по закачке газа в кунгурские пласты Калиновско-Ново-Степановского и Яблоневского месторождений не оказался успешным.

Список литературы

1. Медведский Р.И., Ишин А.В. Увеличение нефтеотдачи путем длительного ограничения закачки воды в пласт до уровня добычи нефти // Известия вузов. Нефть и газ. – 2000. – № 6. – С. 24-29.
2. Кутырев Е.Ф. Ограничение закачки воды как наиболее приемлемая альтернатива доработки заводненных залежей на поздней стадии // Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности. – Когалым: ООО «КогалымНИПИнефть». – 2001. – С. 256.
3. Некоторые результаты физического моделирования процессов газообмена в пластовой системе нефть-нагнетаемая вода / Е.Ф. Кутырев, В.В. Шкандратов, Ю.В. Белоусов, А.А. Каримов // Георесурсы. – 2008. – № 5. – С. 33-36.
4. Кутырев Е.Ф. О характере фазовых равновесий в пластовых углеводородах нефтегазовых и нефтяных залежей с трудноизвлекаемыми запасами // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1996. – № 2. – С. 34-43.

Сведения об авторах

Кутырев Е. Ф., ученый секретарь, ООО «КогалымНИПИнефть», тел.: (34667) 50233

Шкандратов В.В., генеральный директор, ООО «КогалымНИПИнефть», тел.: (3452) 792-199

Бочкарев О.Ю., зам. начальника отдела мониторинга разработки нефтяных и газовых месторождений, ТПП "Когалымнефтегаз", тел.: (34667) 6-40-57.

Каримов А.А., инженер-технолог 1 категории, ТПП "Лангепаснефтегаз", цех добычи нефти и газа № 10, тел.: (34669) 3-36-51.

Kutyrev E.F. Scientific secretary, Limited liability company "KogalymNIPIneft", phone: (34667)50233

Бурение скважин и разработка месторождений

Shkandratov V.V. General Director of "KogalymNIPIneft", phone: (3452) 792-199

Bochkarev O.Yu. Deputy Head of Department for monitoring of oil and gas fields development, TPP "Kogalymeneftegaz", phone: (34667) 6-40-57

Karimov A.A. Engineer-technologist, Department for oil and gas production, TPP "Langepasneftegas", phone: (34669) 3-36-51

УДК:537.311.32: 622.276.4

ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ В ЭЛЕКТРОМАГНИТНОМ ПОЛЕ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ЕЁ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

Л.А. Ковалева, Р.З. Миннигалимов, Р.Р. Зиннатуллин
(Башкирский государственный университет, г.Уфа)

Водонефтяная эмульсия, электромагнитное поле, диэлектрические свойства, тангенс угла диэлектрических потерь, резонансная частота

Water-oil emulsion, electromagnetic field, dielectric properties, dielectric loss tangent, resonance frequency

UDC :537.311.32: 622.276.4

Study of water-oil emulsion stability in the electromagnetic field depending on its dielectric properties. Kovaleva L.A., Minnigalimov R.Z., Zinnatullin R.R.

A problem of water-oil emulsion dehydration and possibility of high frequency electromagnetic field application to solve the problem are reviewed. The results of experimental studies of water-oil emulsion samples dielectric characteristics are presented. A degree of the emulsion break at high frequency electromagnetic control depending on its dielectric parameters is determined. Fig. 5, ref. 6.

При традиционных технологиях обезвоживания нефти не всегда удается получить качественную нефть из сырья с повышенным содержанием воды, хлористых солей и механических примесей [1,2]. При обезвоживании такой нефти более эффективным может оказаться метод, основанный на применении электромагнитного поля высокой частоты (ВЧ), при котором, механизм снижения агрегативной устойчивости эмульсий обусловлен специфическим характером взаимодействия полярных молекул межфазной оболочки с ВЧ полем.

При помещении эмульсий в электрическое поле полярные молекулы – диполи будут ориентироваться вдоль силовых линий поля. Процесс ориентации диполей характеризуется временем релаксации τ . Время релаксации определяется в основном свойствами диполя и взаимодействием его с окружающей средой, обладающей определенной вязкостью. Экспериментально τ оценивается как величина, обратная значению частоты поля f , при которой тангенс угла диэлектрических потерь $tg\delta$ принимает максимальное значение [3].

Эффективность действия электромагнитного поля определяется частотой приложенного поля и диэлектрическими свойствами (тангенсом угла диэлектрических потерь $tg\delta$ и относительной диэлектрической проницаемостью ϵ') эмульсии, которые характеризуют его поведение во внешнем поле [4,5]. Поэтому детальное исследование зависимости диэлектрических свойств эмульсий от частоты поля дает возможность установить область частот наиболее эффективного электромагнитного воздействия.