

УДК 622.276.6

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА АРЛАНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

METHODS OF ENHANCED OIL RECOVERY IN THE OILFIELD ARLANSKOE

Яковлев Алексей Леонидович

Директор департамента проектирования,
ООО «КНГК-Групп»
yakovlev@i-npz.ru

Шамара Юрий Алексеевич

Первый вице-президент,
ООО «КНГК-Групп»

Даценко Елена Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
aldac@mail.ru

Аннотация. Разработка месторождений Республики Башкортостан, вступивших в позднюю и заключительную стадию, с применением заводнения сопровождается значительными объемами добычи и закачки пластовых вод. Остаточные извлекаемые запасы являются высокообводненными (95 %) и в значительной степени выработанными. Средняя достигнутая нефтеотдача в настоящее время составляет 34,7 % от начальных балансовых запасов нефти при проектной – 41,8 %, средняя выработанность начальных извлекаемых запасов ~ 82,8 %. Поэтому решение проблем повышения эффективности разработки таких месторождений и создание новых технологий должно способствовать более полному извлечению нефти и стабилизации её добычи. Важность проблемы возрастает в связи с повышением эффективности доразработки заводнением длительно эксплуатируемых месторождений, в которых сосредоточены более половины остаточных запасов нефти. Для этого необходимо создание новых подходов к разработке технологий воздействия на пласт, учитывающих особенности извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи пластов, воздействие на пласт и призабойную зону пласта, особенность выбора участков для внедрения методов увеличения нефтеотдачи пластов, оценка эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов, результаты внедрения методов увеличения нефтеотдачи пластов, основные технические показатели методов увеличения нефтеотдачи пластов, геолого-промысловые условия применения методов увеличения нефтеотдачи.

Yakovlev Alexej Leonidovich

Head of the Design Department,
LLC «KNGK-Group»
yakovlev@i-npz.ru

Shamara Yury Alexeevich

First vice-president,
LLC «KNGK-Group»

Datsenko Elena Nikolaevna

Candidate of Technical Sciences,
Assistant professor of pulpit oil
and gas deal of the name of
the professor G.T. Vartumyan,
Kuban State University of Technology
aldac@mail.ru

Annotation. Mining of the Republic of Bashkortostan, and later entered the final stage, with flooding accompanied by significant volumes of production and injection of formation water. Remaining recoverable reserves are high water cut (95 %) and largely worked out. The average oil recovery achieved currently stands at 34,7 % of the initial balance reserves of oil at the project – 41,8 %, the average proficiency of the initial recoverable reserves of ~ 82,8 %. Therefore, the decision of problems of increase of efficiency of development of such deposits and the creation of new technologies should contribute to a more complete extraction of oil and stabilize its production. The importance of the problem is increasing due to the increased efficiency of waterflood redevelopment is long maintained fields in which concentrated more than half the remaining oil reserves. This requires the creation of new approaches to the development of technologies stimulation, taking into account the features of the extraction of stranded oil.

Keywords: methods of enhanced oil recovery, the impact on the formation and bottomhole formation zone, parcel choices for the implementation of enhanced oil recovery methods, assessment of the effectiveness of enhanced oil recovery methods, the results of the implementation of enhanced oil recovery methods, the main technical indicators of enhanced oil recovery methods, geological and commercial conditions for the use of methods of enhanced oil recovery.

Арланское нефтяное месторождение является самым большим в Республике Башкортостан (рис. 1). Открыто месторождение по результатам структурного бурения в 1954 году, в разработку введено в 1958 году. Условно оно делится на 4 площади – Арланская, Николо-Березовская, Вятская и Новохазинская. Разрабатывается АНК «Башнефть» в рамках НГДУ «Арланнефть».



Рисунок 1 – Обзорная карта Арланского месторождения

Обоснование технологий и рабочих агентов для воздействия на пласт и призабойную зону пласта

К новым методам воздействия на пласт обычно относятся все методы, отличающиеся от традиционного заводнения. Однако такое деление на традиционные и новые методы довольно условно, т.к. часть методов, относимых к новым, в той или иной мере связана с традиционным заводнением или базируется на нём.

К гидродинамическим методам относится циклическое заводнение и другие способы создания нестационарного давления и периодического изменения направления фильтрационных потоков в продуктивных пластах. Эти методы направлены на повышение охвата пластов процессом вытеснения в условиях традиционного обычного заводнения за счёт вовлечения в разработку малопроницаемых слоёв и прослоев, а также застойных зон. Суть этих методов заключается в создании знакопеременных перепадов давления между зонами с разной проницаемостью и насыщенностью. За счёт этих скачков давления создаются условия для выравнивания насыщенности и устранения капиллярного не равновесия на контакте нефтенасыщенных и заводненных зон, участков. Изменение фильтрационных потоков усиливает этот процесс в результате вовлечения в разработку застойных зон пласта. К гидродинамическим методам относят водогазовое циклическое воздействие на пласты, при котором в пласт поочередно нагнетается вода и газ. Поочередное нагнетание воды и газа способствует повышению охвата неоднородных пластов заводнением вследствие снижения относительно проницаемости высокопроницаемых пропластков, занятых водогазовой смесью.

Физико-химические методы основаны на вытеснении нефти водными растворами различных химических реагентов, улучшающих или изменяющих в необходимых направлениях вытесняющие свойства воды. Сюда относятся водорастворимые ПАВ, полимеры, кислоты, щелочи, а также мицеллярные растворы и др. Их действие основано на снижении межфазного натяжения между нефтью и водой (ПАВ, щелочи) и

устранении капиллярных сил в заводнённом пласте (мицеллярные растворы), приводящем к увеличению коэффициента заводнения, а также уменьшению различия в вязкостях нефти и вытесняющей её воды (полимеры), обеспечивающем повышение коэффициента заводнения.

Теплофизические методы основаны на закачке в пласт теплоносителей пара или горячей воды. Вытеснение нефти паром – наиболее распространённый метод увеличения нефтеотдачи пластов. Он основан на том, что пар (обладающий теплоёмкостью в 3,0–3,5 раза превышающей теплоёмкость горячей воды при 230 °С) вносит в пласт значительное количество тепловой энергии. Эта энергия обеспечивает снижение вязкости пластовой нефти, дистилляции нефти в зоне пара, гидрофилизации породы коллектора вследствие расплавления и удаления со стенок скважин смол и асфальтенов. В результате повышается как коэффициент вытеснения, так и охват процессом разработки.

Термохимические методы связаны с различного рода процессами внутрипластового горения нефти – сухого, влажного и сверхвлажного, в том числе с участием щелочей, оксидата и т.п. Эти методы основаны на способности пластовой нефти вступать в реакцию с нагнетаемым в пласт кислородом (воздухом), сопровождающуюся выделением большого количества тепла (внутрипластовым горением). Таким образом, методы предусматривают генерирование тепла непосредственно в продуктивном пласте путём инициирования процесса горения у забоя нагнетательных скважин и перемещения зоны (фронта) горения по пласту. Применяют прямоточное сухое и прямоточное влажное или сверхвлажное горение.

При прямоточном сухом горении на забое воздухом нагнетаемой скважины поджигается нефть, и зона горения перемещается нагнетаемым воздухом по направлению к добывающим скважинам. Однако вследствие низкой теплопроводности воздуха по сравнению с теплопроводностью пород пласта, фронт нагревания породы отстаёт от перемещающегося фронта горения. В результате этого основная доля генерируемого в пласте тепла (до 80 % и более) остаётся позади фронта горения, практически не используется и в значительной мере рассеивается в окружающие породы.

При прямоточном влажном горении в пласт нагнетаются в определённом соотношении воздух и вода. Вода, соприкасаясь с нагретой движущимся фронтом горения породой, испаряется. Увлекаемый потоком газа, пар переносит теплоту в область впереди фронта горения, где вследствие этого развиваются обширные зоны нагрева с насыщенным паром и сконденсированной горячей водой. Следовательно, при влажном горении механизм повышения нефтегазоизвлечения достигается как за счёт факторов, свойственных процессу вытеснения нефти паром, так и за счёт дополнительных факторов, свойственных собственно процессу горения – вытеснения нефти водогазовыми смесями, образующимися углекислым газом, поверхностно-активными веществами и др.

К группе методов смешивающегося вытеснения относят вытеснение нефти смешивающимися с ней агентами – углеводородными газами; сжиженным нефтяным газом (преимущественно пропаном), сжиженным обогащённым газом (метаном со значительным количеством C_2-C_6), сухим газом высокого давления (в основном метаном) с сжиженным неуглеводородным газом – углекислым газом или двуокисью углерода. При смешивающемся вытеснении с применением углекислого газа механизм вытеснения в значительной мере определяется состоянием двуокиси углерода в пласте. Двуокись углерода может находиться в пласте в жидком состоянии только при температуре ниже 32 °С. В этом случае процесс вытеснения нефти жидкой двуокисью углерода характеризуется высокой степенью их взаимной растворимости. При растворении жидкой двуокиси углерода в нефти существенно увеличивается объём нефти, уменьшается её вязкость и снижается проявление капиллярных сил. Так, объём нефти при растворении в ней углекислого газа увеличивается в 1,5–1,7 раза, что вносит особенно большой вклад в повышение нефтеизвлечения при разработке залежей маловязкой нефти. При вытеснении высоковязких нефтей основной эффект достигается в результате увеличения коэффициента вытеснения и заводнения вследствие уменьшения вязкости нефти. Причём вязкость нефти при смешивающемся вытеснении с углекислым газом снижается тем сильнее, чем выше её начальное давление (табл. 1).

Таблица 1

Начальная вязкость нефти, мПа·с	Вязкость нефти при полном насыщении CO ₂ , мПа·с
1000–9000	15–160
100–600	3–15
10–100	1–3
1–9	0,5–0,9

Геолого-промысловые условия применения методов увеличения нефтеотдачи

Физико-гидродинамические методы, связанные с изменением фильтрационных потоков, в принципе могут применяться во всех геолого-физических условиях, при которых проводят обычное заводнение. Однако при выборе объектов для реализации гидродинамических методов в промышленных условиях следует иметь в виду, что их эффективность тем выше, чем выше неоднородность продуктивных пластов, чем больше в них образуется при обычном заводнении тупиковых и застойных зон, прослоев и интервалов пласта, слабо или совсем не охваченных процессом вытеснения. Эффект от циклического воздействия на пласты увеличивается с повышением гидрофильности коллекторов, микронеоднородности пористой среды, проницаемостной (слоистой) неоднородности, сообщаемости слоёв, а также с увеличением амплитуды колебаний давления нагнетания воды и применением процесса на более ранней стадии заводнения.

По имеющимся оценкам, применение физико-гидродинамических методов обеспечивает повышение нефтеизвлечения на единицы процентов. Тем не менее, даже при небольшом увеличении нефтеизвлечения применение этих методов в широких масштабах может привести к значительному экономическому эффекту.

Физико-химические методы основаны на нагнетании в пласты водных растворов химических веществ с концентрацией 0,02–0,2 % в объёме 10–30 % от общего объёма пустот продуктивного коллектора для создания оторочки, вытесняющей нефть. Затем оторочку перемещают путём нагнетания в пласт обычной воды. С их помощью возможно существенное расширение диапазона значений вязкости пластовой нефти (до 50–60 мПа·с), при котором возможно применение методов воздействия, основанных на заводнении. Применение методов в начальных стадиях разработки позволяет ожидать увеличение коэффициента нефтеотдачи на 3–10 %.

Наиболее приемлемым для вытеснения нефти водными растворами полимеров считается раствор полиакриламида (ПАА). Добавка даже в малых объёмах ПАА к нагнетаемой воде повышает её вязкость, снижает подвижность и уменьшает относительную вязкость пластовой нефти. Это повышает устойчивость раздела между водой и нефтью, способствует улучшению вытесняющих свойств воды и более полному вовлечению объёма залежи в разработку. Метод рекомендуется для залежей с повышенной вязкостью пластовой нефти до 10–50 мПа·с. Ввиду возможности снижения проницаемости нагнетательных скважин за счёт повышенной вязкости раствора метод целесообразно применять при значительной проницаемости пород-коллекторов более 0,1 мкм². Благоприятны объекты с относительно однородным строением пластов, преимущественно порового типа.

При фильтрации раствора в пористой среде происходит адсорбция полимера на стенках пустот. Интенсивность этого процесса особенно велика для первых порций раствора, при значительной обводнённости пластов минерализованной водой в результате предшествующей разработки, при высокой глинистости пород-коллекторов. Считают, что наиболее эффективен этот метод для новых залежей, т.е. с самого начала разработки, при низкой водонасыщенности и низкой глинистости коллекторов (не более 8–10 %). Вследствие потери полимерами при высокой температуре способности загущать воду метод можно применять при температуре пласта не выше 70–90 °С. Допустимая глубина залегания продуктивных пластов, на которых целесообразно приме-

нять полимерное заводнение, определяется также потерями давления на трение вязкой жидкости в нагнетательных скважинах.

Из поверхностно-активных веществ наиболее распространёнными считаются растворы неионогенных ПАВ типа ОП-10. Добавка ПАВ в нагнетаемую воду улучшает её отмывающие свойства: снижается поверхностное натяжение на границе воды и нефти, уменьшается краевой угол смачивания, увеличивается приёмистость нагнетательных скважин и т.п. Метод рекомендуется применять на залежах с водонасыщенностью пласта не более 15 % (из-за способности реагента к селективной адсорбции на стенках водонасыщенных пустот породы), а также при вязкости пластовой нефти 5–30 мПа·с, с проницаемостью пласта выше 0,03–0,04 мкм² и температурой пласта до 70 °С. Считается, что применение водорастворимых ионогенных ПАВ (сульфанола и др.) в малых концентрациях, особенно в смеси с кальцинированной содой, может оказаться достаточно эффективным на залежах со слабопроницаемыми карбонатными коллекторами. В настоящее время возможный прирост коэффициента нефтеотдачи оценивается в 3–5 %.

Метод щелочного заводнения основан на взаимодействии щелочей с пластовой нефтью и породой. При контакте щелочи с нефтью происходит её взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются ПАВ, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз «нефть – раствор щелочи» и увеличивающие смачиваемость породы водой. Метод щелочного заводнения рекомендуется к применению при малой минерализации пластовой и закачиваемой воды, при низкой глинистости и высокой активности пластовой нефти.

При вытеснении нефти мицеллярными растворами в качестве вытесняющего агента в пласт нагнетают мицеллярный раствор (в объёме около 10 % объёма продуктивного пласта), узкую оторочку которого перемещают широкой оторочкой буферной жидкости, которая, в свою очередь, вытесняется рабочим агентом – водой. Состав мицеллярного раствора: лёгкая углеводородная жидкость, пресная вода, ПАВ и стабилизатор. Раствор представляет собой микроэмульсию, состоящую из агрегатов (мицелл) молекул воды и углеводородов. Метод предусматривает применение мицеллярных растворов и буферной жидкости примерно одинаковой вязкости с пластовой нефтью. Метод предназначается в основном для извлечения остаточной нефти из заводнённых пластов. Рекомендуется применение известных мицеллярных растворов на залежах нефти в терригенных коллекторах порового типа, сравнительно однородных, не содержащих карбонатного цемента. Это связано с тем, что при движении в резко неоднородном коллекторе и при контакте с карбонатным цементом может нарушиться структура раствора. Желательно, чтобы средняя проницаемость коллекторов была более 0,1 мкм². Величина остаточной нефтенасыщенности не ограничивается, но вследствие большой стоимости работ по созданию оторочки целесообразно, чтобы она была более 25–30 %. Вязкость нефти не должна превышать 20 мПа·с. В связи с резким снижением эффективности метода при контакте мицеллярных растворов с минерализованными пластовыми водами применять его следует на месторождениях, разрабатываемых внутриконтурным нагнетанием пресной воды или после предварительной закачки в пласт пресной воды. Температура пласта не должна превышать 70–90 °С.

Метод вытеснения нефти паром рекомендуется для разработки залежей высоковязкой нефти (более 40–50 мПа·с), для которых метод заводнения непригоден. Иногда паротепловое воздействие осуществляется в сочетании с обычным заводнением, при котором закачанная в пласт высокотемпературная оторочка пара в объёме 20–30 % к общему пустотному пространству залежи перемещается по пласту закачиваемой водой. Коэффициент нефтеотдачи может достигать 0,4–0,6. Для применения метода благоприятны условия, для которых характерны минимальные потери тепла как при закачке пара в скважину, так и при перемещении его по пласту. Глубина залегания пласта не должна превышать 1000 м, чтобы избежать больших потерь тепла в стволе скважины. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта должна быть более 10–12 м, но не выше 40 м. При меньшей толщине резко возрастают потери тепла в породы, перекрывающие и подстилающие пласт. При чрезмерно большей толщине во избежание низкого охвата воздействием по разрезу пласта следует его расчленять на объекты меньшей мощности. Для

паротеплового воздействия целесообразно выбирать объекты с высокими коллекторскими свойствами (пористостью 20 % и более и проницаемостью более $0,5 \text{ мкм}^2$), т.к. при этом сокращаются потери тепла на нагрев собственно породы пласта. Процесс более эффективен при разработке залежей с высокой начальной нефтенасыщенностью, т.к. требуется малый расход тепла на нагрев содержащейся в пласте остаточной воды. Вязкость нефти может составлять 200–1000 мПа·с. Объекты для паротеплового воздействия должны слагаться породами, не подверженными разрушению и с малой глинистостью (не более 10 %). Разработка залежей при паротепловом воздействии должна осуществляться с довольно плотными сетками скважин от 1–2 до 8 га/скв.

Термохимические методы (как сухое, так и влажное горение) имеют одинаковые области применения, и подходы к выбору объектов для их применения одинаковы. Следует учитывать, что метод влажного горения более эффективен. В обоих случаях в качестве топлива для горения расходуется часть нефти, слагающейся в пласте после вытеснения её газами горения, водяным паром, водой, испарившимися после горения фракциями нефти и претерпевшими изменение вследствие дистилляции, крекинга и других сложных процессов. В результате сгорают наиболее тяжёлые фракции нефти. В зависимости от геолого-физических условий расход сгорающего топлива может составлять 10–40 кг на 1 м^3 пласта, или 6–25 % первоначального содержания нефти. Объекты для применения термохимических методов должны залежать на глубине не более 1500–2000 м, вязкость нефти 10–1000 мПа·с и более. Рекомендуется при проницаемости пород более $0,1 \text{ мкм}^2$ и нефтенасыщенности более 30–35 %. Толщина пласта должна быть более 3–4 м.

Процесс сухого горения в связи с более высокой температурой (700 °С и выше) лучше применять только на терригенных коллекторах, поскольку карбонатные более подвержены разрушению от высокой температуры. При влажном и особенно сверхвлажных процессах горения процессы протекают при меньших температурах, соответственно 450 и 230 °С как для терригенных, так и для карбонатных коллекторов.

Каждый из методов смешивающегося вытеснения эффективен при определённых компонентных составах и фазовом состоянии нефти и давлении, при котором может происходить процесс смешивания. С учётом значений давления смешивания вытеснение нефти газом высокого давления наиболее эффективно для залежей с пластовым давлением более 20 МПа, вытеснение обогащённым газом 10–20 МПа, сжиженным газом и двуокисью углерода 8–14 МПа. Эти методы целесообразно применять на залежах с глубинами залегания пластов более 1000–1200 м. Благоприятны также низкая вязкость пластовой нефти (менее 5 мПа·с) и относительно небольшая мощность пластов (10–15 м). Эти методы можно использовать при любой проницаемости пластов, но больший эффект достигается при низкой проницаемости, когда не удаётся реализовать более дешёвый метод – заводнение.

Состояние работ по увеличению нефтеотдачи в НГДУ «Арланнефть»

Добыча нефти на месторождениях НГДУ характеризуется падающим уровнем и высокой обводнённостью. Это обусловлено значительной выработанностью запасов нефти, ухудшением структуры остаточных извлекаемых запасов за счёт опережающей выработки наиболее активных запасов в терригенных коллекторах, неполной компенсацией отборов нефти приростом новых запасов и использованием интенсивных систем разработки с применением закачки воды в продуктивные пласты.

В последние годы добыча нефти за счёт внедрения новых МУН в зависимости от способа воздействия на пласт представлена в таблице 2. Основной объём добычи нефти за счёт МУН получен за счёт физико-химических и гидродинамических МУН. Ведущее место в физико-химических методах воздействия на пласт занимают силикатно-щелочные растворы, а в гидродинамических МУН – бурение боковых стволов и циклическая закачка.

Основными задачами в области повышения эффективности разработки месторождения за счёт применения методов увеличения нефтеотдачи являются:

- 1) снижение проницаемости промытых зон пласта;

Таблица 2

Методы	201X год		201(X+1) год	
	добыча нефти, тыс. тонн	доля в объеме МУН, %	добыча нефти, тыс. тонн	доля в объеме МУН, %
Термические	7,2	6,2	8,9	5,7
Микробиологические	3,9	3,3	6,2	3,9
Физико-химические	85,5	73,2	91,2	58,5
Гидродинамические	20,3	17,3	49,7	31,9
Всего	116,9	100,0	156,0	100,0
Доля МУН в общей добыче НГДУ, %	6,2		8,4	

2) уменьшение степени неоднородности пластов и повысить охват пластов заводнением, сокращение объема попутно-добываемой воды;

3) вовлечение в разработку и интенсификация добычи нефти из слабодренлируемых участков залежи и зон с трудноизвлекаемыми запасами, в том числе с карбонатными коллекторами.

Применение современных технологий извлечения остаточной нефти является в настоящее время важнейшей задачей ввиду высокой обводнённости извлекаемых запасов, истощения пластовой энергии, большой долей трудноизвлекаемых запасов.

Нашли широкое применение такие технологии увеличения нефтеотдачи как:

- физико-химические методы: закачка полимеров, щелочей, жидкого стекла, алюмохлорида, глинистых суспензий;

- микробиологические методы: активизация пластовой микрофлоры, закачка активного ила, различных продуктов биосинтеза.

В целом применение новых МУН позволяет регулировать разработку месторождения и интенсифицировать добычу нефти. Дополнительная добыча нефти за весь период их испытания и внедрения на месторождениях составила свыше 601 тыс. тонн.

В последние годы значительное применение на месторождениях НГДУ для извлечения остаточной нефти из обводнённых залежей нашли осадкогелеобразующие технологии (ОГОТ). Их использование позволяет снизить проницаемость промытых зон пласта, уменьшить степень его неоднородности и повысить охват пластов заводнением. В основе ОГОТ заложено создание водоизолирующего экрана в водонасыщенной части пласта.

Практика внедрения современных методов повышения степени нефтеизвлечения по НГДУ «Арланнефть» подтвердила их высокую эффективность. В промышленном внедрении и на стадии опытно-промысловых испытаний в настоящее время находится более 20 различных МУН и их модификаций (табл. 3).

За последние два года темп роста количества обработок составил около 55 % в год. Существенно увеличилось количество скважин, по которым проводились работы, направленные на повышение нефтеотдачи. Общий объем внедрения МУН составил более 560 скв./обр., в результате чего получено 272,9 тыс. тонн дополнительно добытой нефти при снижении объемов попутно добываемой воды более 3937 тыс. тонн. Доля МУН в общей добыче увеличилось с 5,6 до 8,4 %.

Технологическая и экономическая эффективность от воздействия на пласты различными МУН определялись по каждому очагу и по технологиям в отдельности. Целью такого дифференцированного подхода являются:

- оценка дополнительной добычи нефти, прибыли и затрат по воздействию;
- расчёт удельных технологических и экономических показателей по каждому методу воздействия для возможности прогнозирования эффективности воздействия и экономических затрат, а также для сопоставления анализа эффективности различных технологий.

Таблица 3 – Перечень используемых технологий МУН

Технология	Автор технологии
Термические методы	
Закачка мин. терм. вод	
Микробиологические методы	
БиоПАВ + ПАА	БашНИПИ
БиоПАВ + лигнотин	БашНИПИ
БП-92	Нефтегазтехнология г. Москва
САИ	БашНИПИ
Физико-химические методы	
Виброволновое воздействие	«Ойл-Инжиниринг» г. Уфа
Депрессионная перфорация	«БашЭкс» г. Уфа
ДВВ	«Недра Эстерн» г. Новосибирск
Закачка БРЕГ-1	БашНИПИ
Водонефтяные композиции	БашНИПИ
Глинистые суспензии	БашНИПИ
КОГОР	БашНИПИ
Силином	Казанский госуниверситет
ДНПХ-9010	ООО НПП «Девон» г. Казань
СНПХ-8700	ООО НПП «Девон» г. Казань
СЩР	БашНИПИ
СЩВМ	БашНИПИ
ЩПР	БашНИПИ
КФЖ	БашНИПИ
Закачка бустирана	БашНИПИ
Закачка латекса	БашНИПИ
Закачка гидрофобизатора	БашНИПИ
Гидродинамические методы	
Боковые стволы	
Горизонтальные скважины	
Циклическая закачка	
Перевод скважин с других горизонтов	
Заводнение с изменением фильтрационных потоков	
Регулирование градиента давления	

Удельными показателями для каждой технологии выбраны:

- дополнительная добыча нефти;
- затраты и прибыль от воздействия технологий на одну обработку и на 1 тонну закачиваемого реагента;
- прибыль на один рубль затрат.

Так как многократное ранжирование не представляется возможным, отдаётся предпочтение величине прибыли на 1 обработку. При сопоставлении по данному показателю основные технологии можно расположить в следующей последовательности:

- 1) глинистые суспензии;
- 2) водонефтяные композиции;
- 3) СЩВМ и СЩР;
- 4) ЩПР;
- 5) Силином и др.

Таким образом, разрабатываемые современные технологии извлечения остаточной нефти имеют высокую технологическую и экономическую эффективность. Их применение является в настоящее время важнейшей задачей ввиду самой высокой обводнённости нефти среди других регионов России; истощения пластовой энергии, большой долей трудноизвлекаемых запасов, в которых сосредоточено более половины текущих балансовых запасов нефти.

Результаты внедрения МУН и их основные технические показатели

В настоящее время на основании имеющегося промыслового опыта применения новых технологий увеличения нефтеотдачи, анализа геологического строения пластов и залежей нефти, физико-химических свойств насыщающих флюидов, текущих показателей разработки продуктивных пластов на месторождениях НГДУ проводят испытания и внедрения ряда приоритетных технологий извлечения остаточной нефти, из которых в дальнейшем будут выбраны наиболее эффективные для широкомасштабного применения.

Физико-химические методы

Наряду с гидродинамическими методами увеличения нефтеотдачи на Арланском месторождении широкое развитие получили новые физико-химические МУН. Ведущее место среди них занимают потокоотклоняющие экологически безопасные технологии извлечения остаточной нефти с применением доступных осадкогелеобразующих реагентов на основе жидкого стекла в сочетании с каустической содой или HCl, отработанной щелочи с добавками флокуллита, алюмохлорида, силинома, вторичных материальных ресурсов (ВМР), различных растворителей (СНПХ-9010) и другие.

Основными базовыми технологиями по данному методу является силикатно-щелочное и щелочно-полимерное воздействия на пласт и различные их модификации. Объём внедрения составил 79 скв./обр. при 33 обработках по заданию АНК «Башнефть» к плану по новой технике.

В основном применяемые технологии сводились к воздействию на скважинную зону пласта и характеризуются большеобъёмными и многоцикловыми закачками композиций отдельно в нагнетательные скважины и через КНС. Областью их применения являются пласты с высокой степенью выработанности.

Рассмотрим основные методы увеличения нефтеотдачи, которые применяются в течение последних нескольких лет на площадях НГДУ «Арланнефть».

Особенность выбора участков для внедрения МУН ОГОТ

На результаты внедрения мероприятия по повышению нефтеотдачи пласта сильно влияет правильность выбора участка для проведения промыслового эксперимента.

При выборе участков для внедрения методов увеличения нефтеотдачи путём регулирования проницаемости водопроводящих каналов пласта с применением осадкогелеобразующих технологий (ОГОТ) основное требование заключается в том, чтобы вытеснение нефти осуществлялось нагнетаемой в пласт водой. Применение ОГОТ позволяет продлить срок и расширить область рентабельного применения метода вытеснения нефти водой.

При внедрении МУН с применением ОГОТ на месторождениях, разрабатываемых НГДУ «Арланнефть», для получения более высокого технологического эффекта с меньшими затратами предпочтительны следующие геолого-физические промысловые условия:

- наличие обширных водоплавающих зон;
- большая толщина пласта;
- предпочтительней участки, достигшие высокой степени обводнённости (более 80 %) (в этом случае внедрение ОГОТ на ранней стадии позволит добыть больше дополнительной нефти);
- выработанность НИЗ на участке воздействия – не менее 0,8;

– пологое залегание или сводовая зона пласта (в этом случае увеличивается вероятность вытеснения нефти, залегающей в мелких куполках, находящихся в межскважинных зонах);

– осуществление заводнения сточной минерализованной водой (при этом отпадает необходимость закачки оторочки второго реагента осадкообразующей пары ($MgCl_2$, $CaCl_2$));

– высокая приёмистость нагнетательных скважин способствует воздействию на более удалённые зоны и на большую площадь пласта.

Кроме этого для получения максимального эффекта важны не только геолого-физические параметры, но и параметры технологии воздействия:

– снижение проницаемости должно быть необратимым;

– степень снижения проницаемости должна быть сравнительно небольшой (не более чем 3–5 раз, лучше 1,5–2,0 раза);

– суммарный объём оторочек осадкообразующих растворов должен за 10–15 лет достичь 10–30 % от порового объема;

– стабильная работа скважин облегчает оценку эффективности (на участках с большим числом добывающих скважин уменьшается амплитуда колебаний показателей разработки, вызванных нестабильной работой отдельных скважин, что также облегчает оценку эффективности).

Оценка эффективности применения МУН

Оценивать эффективность внедрения различных методов повышения нефтеотдачи необходимо для обоснования их дальнейшего применения в реальных промышленных условиях НГДУ.

После теоретического и лабораторного изучения метода увеличения нефтеотдачи приступают к этапу промысловых испытаний и исследований. Для этого на месторождении выбирают небольшой опытный участок с очаговыми скважинами. Желательно иметь расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами 50–150 м. В процессе проведения эксперимента в первую очередь должны решаться задачи научного характера: исследование значений отдельных параметров, определяющих эффективность метода; испытание техники, технологий и методов контроля за проведением эксперимента. Такой подход позволяет за короткий срок испытать технологию и по промысловым данным обосновать её перспективность для дальнейшего применения.

Анализ эффективности воздействия МУН осуществляется в двух основных направлениях. Первое направление включает непосредственную оценку технологического эффекта по показателям разработки (дополнительная добыча нефти от изменения темпа отбора жидкости и обводнённости продукции скважин, от увеличения охвата пластов и текущей нефтеотдачи), второе заключается в косвенной оценке эффективности воздействия МУН за счёт изменения гидродинамических показателей пласта (изменение гидропроводности, приёмистости, продуктивности, профиля приёмистости и т.д.). Обобщение результатов указанных показателей позволяют оценить эффективность воздействия МУН на стадии промысловых испытаний и рекомендовать его к дальнейшему промышленному применению.

Оценка эффективности технологий по показателям разработки

Распространёнными методами оценки технологической эффективности применения МУН в настоящее время являются характеристики вытеснения и динамика показателей эксплуатации скважин.

Эффективность характеризуется приростом нефтеотдачи, добычей и темпом отбора нефти и жидкости, удельным расходом агента, изменением приёмистости нагнетательных скважин, изменением охвата пласта воздействием. При этом различают следующие виды технологического эффекта:

– увеличение нефтеотдачи пластов;

– интенсификация добычи нефти;

– уменьшение обводнённости добываемой продукции;

– уменьшение объёма закачки воды при добыче одинакового количества накопленной нефти.

Для качественной оценки эффективности применения метода может быть также использовано сравнение фактических показателей разработки опытного и контрольного участков в безразмерных величинах.

Для оценки количественной величины дополнительной добычи нефти при разработке месторождений с применением МУН широко используют способ линейной экстраполяции различных характеристик вытеснения по данным за предпрогнозный период применения химреагентов и сравнением фактических данных с экстраполированным показателем базового варианта. Количественная величина эффекта от МУН определяется как разность между фактическими показателями и показателями по базовому варианту на одинаковый отбор жидкости за указанный период.

Дополнительную добычу нефти с помощью характеристик вытеснения рекомендуется в целом определять согласно РД 39-01/06-0001-89 ВНИИнефть «Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов» с применением различных зависимостей типа «накопленная добыча нефти, доля нефти – накопленная добыча жидкости, воды». При обычной системе разработки зависимости имеют прямолинейный характер. При получении дополнительной нефти происходит отклонение фактических значений и показателей по базовому варианту, уменьшение обводнённости добываемой жидкости. Для повышения точности и достоверности определения технологической эффективности по данным зависимостям целесообразно вести расчёты по группе скважин, очагов воздействия.

Выбор характеристики вытеснения должен осуществляться наилучшей сходимостью расчётных и фактических показателей при применении базового метода. В такой ситуации обычно анализируют применимость нескольких (иногда до 10) характеристик, которые нередко отличаются друг от друга в 2–3 раза и более. Поэтому усредняют результаты двух-трёх, наиболее близких между собой и приемлемых для конкретных условий и стадии разработки. Однако, несмотря на большой объём вычислительных работ, точность результатов остаётся невысокой. Так, в действующих руководствах не учитывается разница в добыче жидкости по варианту разработки объекта с применением метода повышения нефтеотдачи по сравнению с добычей жидкости при разработке по базовому варианту. Кроме того, значительное влияние на нарушение условий применения характеристик вытеснения оказывают изменения коэффициентов эксплуатации скважин до и после воздействия, систематические ошибки при интервальной оценке добычи нефти от увеличения охвата и др. Поэтому требуется дальнейшее совершенствование методик расчётов с целью повышения надёжности результатов и снижения возможности субъективных оценок.

Оценка эффективности технологий гидродинамическими и геофизическими исследованиями скважин

Влияние воздействия на пласт по показателям разработки обнаруживается лишь через достаточно длительный промежуток времени (дополнительная добыча нефти, снижение обводнённости продукции скважин и др.).

Для обоснования оптимальных параметров технологического процесса воздействия на пласт и оценки его влияния проводят также различные гидродинамические и геофизические исследования скважин. Гидродинамические и геофизические исследования скважин позволяют оценить эффективность проведённых обработок по изменению фильтрационных свойств пласта непосредственно после воздействия.

Распространённым и доступным способом оценки гидродинамических параметров пласта и скважин является определение кривых падения (восстановления) давления (КПД) до и после воздействия на залежь, которые обрабатываются с применением информационно-вычислительной техники методом «касательных» по специальной программе. Их обработка позволяет определить степень изменения гидропроводности и пьезопроводности пласта до, и после воздействия. Для этого на преобразованной кривой в координатах «логарифм времени – давление на устье скважины» выделяются 3–5 прямолинейных участков (ближняя, средняя и удалённая зоны пласта). По каждой зоне вычисляют гидропроводность и её радиус.

Рассматривая результаты расшифровки КПД всех проанализированных скважин, можно выделить в пласте три укрупнённые зоны: ближняя зона Б, зона образования осадка О и дальняя – Д. Зона Б характеризуется увеличением гидропроводности пласта. В зоне О происходит выпадение неподвижного осадка и наибольшее снижение гидропроводности пласта ε , в зоне Д значение ε изменяется сравнительно мало. Уменьшение ε в зоне О в значительной мере компенсируется её увеличением в зоне, расположенной ближе к забою нагнетательной скважины. Поэтому за счёт разового осадкообразования коэффициент приёмистости снижается на сравнительно небольшую величину и для оценки этого изменения необходимы манометры, расходомеры высокой точности, стабильная работа скважин и исследования достаточной длительности.

Приведённые уточнённые зависимости по оценке расстояния до границ смежных зон с различной гидропроводностью на неустановившихся режимах подтверждают снижение гидропроводности пласта в зоне внутрипластового осадкообразования за счёт нагнетания композиций реагентов. Снижение гидропроводности пласта в зоне выпадения осадка частично компенсируется её увеличением в зоне, расположенной ближе к забою скважины. Поэтому приёмистость и коэффициент приёмистости скважины за счёт отдельных обработок снижается незначительно. Протяжённость зоны осадкообразования по радиусу имеет сравнительно большую величину, что указывает на необходимость уточнения расчётной модели.

Технология применения ОГОТ

Для ограничения движения воды при добыче нефти широко используются осадкогелеобразующие композиции на основе полимеров силиката натрия, хлористого алюминия и др.

В то же время существует несколько десятков патентов на применение осадкообразующих реагентов для водоизоляционных работ. В подавляющем большинстве случаев патентуется поочерёдная закачка двух реагентов, при контакте которых в пласте выпадает осадок. Ниже приводятся некоторые пары осадкообразующих реагентов, которые запатентованы для использования при проведении водоизоляционных работ:

1. Ионы Mg^{2+} , $Ca^{2+} + CO_2 \rightarrow MgCO_3, CaCO_3$;
2. Латекс + соли Ca^{2+} , Mg^{2+} ;
3. $Pb(NO_3)_2 + 2Cl^- \rightarrow PbCl_2$;
4. $Mg^{2+} + 2NaOH \rightarrow Mg(OH)_2$;
5. $Fe^{3+} + Na_2CO_3 \rightarrow Fe(OH)_3$;
6. $Al^{3+} + Na_2CO_3 \rightarrow Al(OH)_3$;
7. $Na_2SiO_3 + SO_2 \rightarrow Si(OH)_4$;
8. $FeSO_4 \cdot 6H_2O + Na_3PO_4 \rightarrow Fe_3(PO_4)_2$;
9. $Na_2SiO_3 + CO_2 \rightarrow Si(OH)_4$;
10. $Ca^{2+} + 2HF \rightarrow CaF_2$.

В приведённом перечне в большинстве случаев предполагается, что ионы Ca^{2+} и Mg^{2+} присутствуют в пластовой воде. Как видно из перечисленных пар химических реагентов, самое большое внимание уделяется силикату натрия. Остальные предложения в патентах в основном также связаны с использованием силиката натрия в некоторых других модификациях. Следует отметить, что в перечисленных парах реагентов осадок образуется тотчас же при смешении реагентов, что не позволяет надёжно контролировать глубину проникновения осадкообразующих растворов в пласт, поскольку при поочерёдной закачке процесс смешения реагентов в пористой среде целиком зависит от малоизученных факторов. Регулированию поддаются лишь объёмы и скорость закачивания растворов.

Поэтому для более надёжного контроля за процессом осадкообразования разработан ряд композиций, в которых осадок образуется не сразу, а с течением времени или только под воздействием пластовой температуры. Это позволяет смешивать реагенты до закачки и закачивать реагенты одновременно без опасности закупорки пор

призабойной зоны пласта, осуществлять надёжный контроль за процессом осадкообразования во время закачки. Ниже приведён ряд таких композиций:

1. $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + \text{NaHCO}_3 \rightarrow \text{Si}(\text{OH})_4$.
2. Раствор нафталина в горячем керосине, при остывании выпадает нафталин.
3. $\text{FeCl}_3, \text{Al}_2(\text{SO}_4)_3 + \text{карбамид} \rightarrow \text{Fe}(\text{OH})_3, \text{Al}(\text{OH})_3$.
4. $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + \text{сложные эфиры} \rightarrow \text{Si}(\text{OH})_4$.
5. $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + \text{карбамид} \rightarrow \text{Si}(\text{OH})_4$ (гель).
6. $\text{Si}(\text{OH})_4$ (золь) + $\text{F}^- \rightarrow \text{Si}(\text{OH})_4$.
7. Лигносульфонат (раствор в воде) \rightarrow лигносульфонат (осадок).
8. Натриевые соли шламлингина, при реакции с породой снижается pH и лигнин выпадает в осадок.
9. $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + \text{сахар} \xrightarrow{t^\circ} \text{Si}(\text{OH})_4$.
10. $\text{Na}_2\text{S} \rightarrow \text{Na}_2\text{S} + 3\text{S}$.

Видно, что композиций с регулируемой скоростью осадкообразования не так много, выбор реагентов ограничен. Заслуживают внимания работы, в которых рекомендуется применять осадкообразующие реагенты совместно с полимерами.

Схема приготовления гелеобразующего раствора непосредственно на скважине и закачки его в водонагнетательную скважину показана на рисунке 2. Схема включает в себя три автоцистерны 4, 8 и 9 соответственно для соляной кислоты, жидкого стекла и раствора полимера, насосный агрегат 2, водовод пресной воды 5, эжекторы 6 и 7 и промежуточную ёмкость 3.

Из источника пресной воды с помощью агрегата ЦА-320 вода направляется через два параллельно работающих эжектора в промежуточную ёмкость объёмом 5 м³. Одновременно подают в первое смешительное устройство жидкое стекло или жидкое стекло с полимером, а во второе – соляную кислоту. Полученный раствор направляют в небольшую промежуточную ёмкость объёмом 5 м³ с одновременным смешиванием и закачкой композиции в скважину.

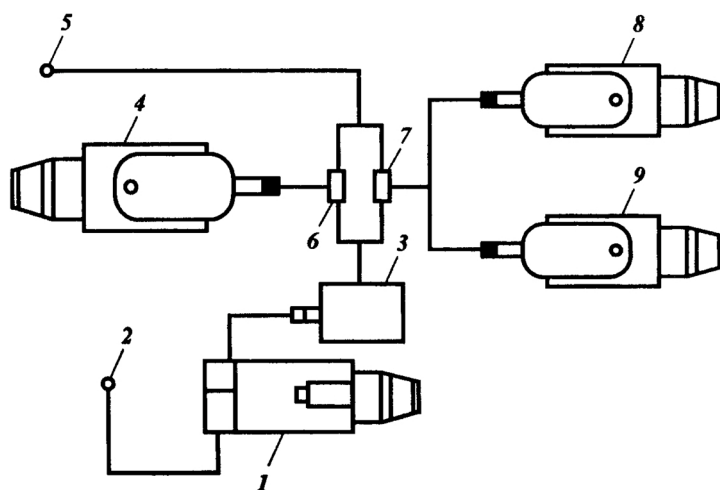


Рисунок 2 – Принципиальная схема обустройства испытательного участка для закачки гелеобразующего состава в скважину:

- 1 – насосный агрегат; 2 – скважина; 3 – промежуточная ёмкость;
 4 – автоцистерна с соляной кислотой; 5 – водовод; 6, 7 – эжекторы;
 8 – автоцистерна с жидким стеклом; 9 – автоцистерна с полимером

Для приготовления и закачки гелеобразующего раствора, как уже упоминалось, имеющаяся стационарная установка предназначена для организации закачки силикат-

но-щелочных растворов. Порядок приготовления водного раствора гелеобразующих составов на стационарной установке следующий:

- готовят гелеобразующий раствор путём смешивания всех компонентов по схеме, описанной ранее, и заливают его в автоцистерны;
- приготовленные растворы доставляют на скважину автоцистернами и закачивают в скважину насосными агрегатами.

Последовательность работ по закачке гелеобразующих композиций на основе жидкого стекла и соляной кислоты зависит от существующего оборудования. Указанная последовательность состоит в следующем:

1. Уточняется необходимый объём раствора для закачки в скважину, исходя из закачки 10–20 м³ гелеобразующего состава на 1 м перфорированной толщины продуктивных пластов. Устанавливают строго фиксированное поступление в специальные ёмкости пресной воды, жидкого стекла и полиакриламида. В течение суток производится тщательное перемешивание данного состава реагентов.

2. В специальной ёмкости готовится водный раствор соляной кислоты в заданной концентрации в пресной воде.

3. После лабораторного определения правильности концентраций раствора соляной кислоты и жидкого стекла осуществляется смешивание их в специальных емкостях.

4. Ведётся интенсивное перемешивание растворов реагентов, составляющих гелеобразующей композиции, в передвижной лаборатории проверяются основные параметры её и доводятся до расчётных.

Работы по закачиванию гелеобразующего раствора в скважину выполняются в следующей последовательности:

1. Вначале определяют приёмистость скважины при закачке воды насосами КНС в течение 3–4 сут., затем закачивается оторочка пресной воды в объёме 15–20 м³ с целью предотвращения образования геля в стволе скважины. Скважина после этого закрывается.

2. Приготовленные на установке гелеобразующие растворы доставляются на скважину и закачиваются при максимально возможных расходах и давлении. В случае повышения давления над обычным давлением нагнетания скорость закачивания уменьшается, и нагнетание раствора продолжают до завершения.

3. После закачки всего расчётного объёма гелеобразующего состава в скважину закачивается оторочка пресной воды в количестве 15–20 м³, и скважину закрывают на 3–4 сут. для гелеобразования.

4. На время закачки и формирования геля в призабойной зоне водонагнетательной скважины останавливаются на 2 сут. и реагирующие добывающие скважины.

5. По истечении времени формирования геля нагнетательную и добывающие скважины пускают в работу.

Эффективность внедрения МУН в НГДУ «Арланнефть»

Практика внедрения осадкогелеобразующих технологий по НГДУ «Арланнефть» подтвердила их высокую эффективность. В промышленном внедрении и на стадии опытно-промысловых испытаний в настоящее время находится около 10 различных ОГОВ и их модификаций.

Технологическая и экономическая эффективности от воздействия на пласты различными ОГОВ определялись по технологиям в отдельности. Целью такого дифференцированного подхода являются:

- оценка дополнительной добычи нефти, прибыли и затрат по воздействию;
- расчёт удельных технологических и экономических показателей по каждому методу воздействия для возможности прогнозирования эффективности воздействия и экономических затрат, а также для сопоставления анализа эффективности различных технологий.

Таким образом, при анализе технико-экономических показателей внедрения ОГОВ рассматривается целый комплекс показателей, повышающий надёжность и достоверность оценки эффекта.

В качестве заключения

Высокие темпы добычи нефти с применением заводнения на месторождениях НГДУ «Арланнефть», сложные геолого-физические особенности разрабатываемых объектов приводят к прогрессирующему обводнению добываемой продукции скважин. Несмотря на значительные запасы нефти, многие нефтяные месторождения вступили в позднюю завершающую стадию разработки, средняя обводнённость превышает 90 %, большинство остаточных запасов являются трудноизвлекаемыми.

Анализ результатов разработки нефтяных месторождений и проведённых исследований показывает, что при обычном заводнении и благоприятных условиях разработки конечный КИН на ряде крупных месторождений не превышает 50–55 %. В указанных условиях важнейшей задачей является повышение конечной нефтеотдачи разрабатываемых пластов и сокращение объёмов попутно добываемой воды на основе применения эффективных для конкретных залежей методов.

Проведённые опытно-промысловые испытания предложенных и разработанных технологий извлечения остаточной нефти позволили создать экологически безопасные перспективные методы воздействия на пласт осадкогелеобразующими реагентами (ОГОТ), которые отличаются достаточно высокой эффективностью на поздней стадии разработки месторождений.

К масштабно испытанным базовым технологиям ОГОТ относятся СЦВ, ЩПВ, КОГОР, ДЖ, СТМ, КХА, САИ и продукты биосинтеза. Наряду с расширяющимся промышленным внедрением указанных основных технологий в НГДУ «Арланнефть» в опытно-промышленном испытании постоянно находится ряд новых модификаций этих технологий, которые направлены на совершенствование существующих МУН применительно к конкретным геолого-физическим условиям месторождения.

Технико-экономический анализ результатов применения разработанных технологий показывает, что на месторождениях Республики Башкортостан проведено свыше 4000 скважино-обработок новыми МУН и дополнительно добыто около 3 млн тонн нефти. При этом средняя удельная дополнительная добыча нефти на одну скважино-обработку составляет 1,0–1,5 тыс. тонн, а на 1 тонну реагента 100–150 тонн, чистая прибыль на 1 рубль вложенных затрат в среднем по технологиям 15–20 руб.

Для расширения масштабов внедрения новых МУН на месторождениях Башкортостана в ближайшие годы разработана комплексная программа их применения. Важное значение для дальнейшего расширения объёмов внедрения новых МУН имеет высокая обводнённость и поздняя стадия эксплуатации месторождений, для которых необходимы усовершенствованные технологии извлечения нефти из трудноизвлекаемых запасов.

Литература:

1. Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана. – Уфа : РИЦ АНК «Башнефть», 1977. – 240 с.
2. Баймухаметов К.С., Викторов П.Ф., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана. – Уфа : РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 424 с.
3. Рахимкулов И.Ф., Алмиев Р.Х., Барбашова И.В., Чермакова Л.Ф. Усовершенствованная методика прогнозирования добычи нефти на поздней стадии разработки месторождений // Нефтепромысловое дело. – 1992. – № 8. – С. 11–14.
4. Габдрахманов Н.Х., Галиулин Т.С., Кирилов А.И., Малец О.Н. Управляемое виброрейсмическое воздействие на нефтяные залежи на поздней стадии разработки на примере Туймазинского нефтяного месторождения // Нефтепромысловое дело. – 2002. – № 10. – С. 21–22.
5. Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Файзулин М.Х. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений : учебное пособие. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2001. – 61 с.
6. Отчёт НГДУ «Арланнефть» на тему «Анализ эффективности методов увеличения нефтеотдачи в 2000 году».
7. Баймухаметов К.С., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш., Тимашев Э.М. Геологическое строение и разработка Арлановского нефтяного месторождения. – Уфа : РИЦ АНК «БАШНЕФТЬ», 1997.
8. Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана. – Уфа : РИЦ АНК «БАШНЕФТЬ», 1997.

9. Разработка Арланского нефтяного месторождения» [Электронный ресурс]. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625a3ad69b4d53b89521216d27_0.html

10. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 с.

11. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов: методические указания по изучению дисциплины «Методы повышения нефтеотдачи пластов» для студентов всех форм обучения специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» и бакалавров по направлению 131000 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2011. – 75 с.

12. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.

13. Савенок О.В., Антониади Д.Г. Перспективные методы решения прогнозных задач нефтедобычи с комплексом факторов затруднений // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 4. – С. 35–38.

14. Савенок О.В. Анализ базовых научно-технических и научно-методических решений, применяемых в осложнённых условиях добычи. Разработка систем классификации методов и технологий // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельные статьи (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2013. – № 7. – 58 с.

15. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ различных классификаций нефтяных пластов по продуктивности. Признаки трудноизвлекаемых запасов Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2013. – № 7. – С. 348–352.

16. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта: методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Управление продуктивностью скважин» для студентов всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 86 с.

References:

1. Safonov E.N., Almayev R.H. Methods of extraction of residual oil on fields of Bashkortostan. – Ufa : RITs of ANC Bashneft, 1977. – 240 p.

2. Baymukhametov K.S., Viktorov P.F., Gaynullin K.H., Syrtlanov A.Sh. Geological structure and development of oil and gas fields of Bashkortostan. – Ufa : RITs of ANC Bashneft, 1997. – 424 p.

3. Rakhimkulov I.F., Almiyev R.H., Barbashova I.V., Chermakova L.F. An advanced technique of forecasting of oil extraction at a late stage of development of fields // Oil-field case. – 1992. – № 8. – P. 11–14.

4. Gabdrakhmanov N.H., Galiulin T.S., Kirilov A.I., Lad O.N. The managed vibroseismic impact on oil pools at a late stage of development on the example of the Tuymazinsky oil field // Oil-field case. – 2002. – № 10. – P. 21–22.

5. Tokarev M.A., Akhmerova E.R., Fayzulin M.H. Control and regulation of development of oil and gas fields: education guidance. – Ufa : UGNTU publishing house, 2001. – 61 p.

6. The report of NGDU «Arlanefit» on the subject «Efficiency Analysis of Methods of Increase in Oil Recovery in 2000».

7. Baymukhametov K.S., Gaynullin K.H., Syrtlanov A.Sh., Timashev E.M. Geological structure and development of the Arlanovsky oil field. – Ufa : RITs of ANC BASHNEFT, 1997.

8. Safonov E.N., Almayev R.H. Methods of extraction of residual oil on fields of Bashkortostan. – Ufa : RITs of ANC BASHNEFT, 1997.

9. Development of the Arlansky oil field [Electronic resource]. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625a3ad69b4d53b89521216d27_0.html

10. Antoniadis D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields: education guidance. – Krasnodar : Education South, 2011. – 203 p.

11. Antoniadis D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Methods of increase in oil recovery of layers: methodical instructions for studying of discipline «Methods of increase in oil recovery of layers» for students of all forms of education of specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» and bachelors in the direction 131000 «Oil and gas case». – Krasnodar : Prod. КубГТУ, 2011. – 75 p.

12. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – South, 2013. – 336 p.

13. Savenok O.V., Antoniadis D.G. Perspective methods of the solution of forecast tasks of oil production with a complex of factors of difficulties // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – 2013. – № 4. – P. 35–38.

14. Savenok O.V. The analysis basic scientific and technical and scientific методических the decisions applied in the complicated production conditions. Development of systems of classification of methods and technologies // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). Individual clauses (special release). – M. : Mountain Book publishing house, 2013. – № 7. – 58 p.

15. Antoniadis D.G., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of various classifications of oil layers by productivity. Signs of hardly removable inventories Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – M. : Mountain Book publishing house, 2013. – № 7. – P. 348–352.

16. Savenok O.V., Lavrentyev A.V., Berezovsky D.A. Designing of acid handling of layer: methodical instructions to a practical training for discipline «Management of productivity of wells» for students of all forms of education of the direction of preparation 131000.62 «Oil and gas case». – Krasnodar : Publishing house – South, 2014. – 86 p.