УДК 622.276.58

ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРИЧИН ОБВОДНЕНИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН И МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ИЗБЫТОЧНЫМИ ВОДОПРИТОКАМИ

♦♦♦♦♦

REVIEW OF THE EXISTING CAUSES OF WATERING OF OIL-PRODUCING WELLS AND METHODS OF COMBATTING EXCESS WATER INFLOWS

Петрушин Евгений Олегович
начальник укрупнённого нефтепромысла № 4
ООО «ННК – Северная нефть»
eopetrushin@yahoo.com

Григулецкий Владимир Георгиевич
доктор технических наук, профессор,
Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина
gvg-tnc@mail.ru

Аннотация. В статье приведён обзор существующих причин обводнения нефтедобывающих скважин и методов борьбы с избыточными водопритоками. Описаны причины обводнения скважин (негерметичность обсадной колонны, НКТ или пакера; заколонные перетоки; движение водонефтяного контакта; обводнённый пропласток без внутрипластовых перетоков; трещиноватость или разломы между нагнетательной и добывающей скважинами; трещиноватость или разломы, связывающие нефтяной и водяной пласты; конусо- или языкообразование; комплексированные причины избыточных водопритоков). Рассмотрены примеры обследования и исследования скважин (подготовительно-заключительные работы; применяемые материалы для изоляции; материалы, применяемые при цементировании; изоляция пластовых вод цементными растворами).

Ключевые слова: причины обводнения нефтяных скважин; негерметичность обсадной колонны, НКТ или пакера; заколонные перетоки; движение водонефтяного контакта; конусо- или языкообразование; комплексированные причины избыточных водопритоков; методы борьбы с избыточными водопритоками.

Petrushin Evgeniy Olegovich
Head of the enlarged oil field № 4
of «NNK – Severnaya neft»
Limited Liability Company
eopetrushin@yahoo.com

Griguletsky Vladimir Georgievich
Doctor of Technical Sciences, Professor,
Russian State University of Oil and Gas
(National Research University)
named after I.M. Gubkin
gvg-tnc@mail.ru

Annotation. The article provides an overview of the existing causes of flooding of oil producing wells and methods of combating excessive water inflows. The causes of well flooding are described (leaks in the casing, tubing or packer; behind-the-casing flows; movement of the oil-water contact; a flooded interlayer without intraformational flows; fracturing or faults between the injection and production wells; fracturing or faults connecting the oil and water formations; cone or tongue formation; complex causes of excessive water inflows). Examples of well inspection and research are considered (preparatory and final work; materials used for insulation; materials used in cementing; isolation of formation waters with cement slurries).

Keywords: causes of flooding of oil wells; leaks in casing, tubing or packer; behind-the-casing flows; movement of oil-water contact; cone or tongue formation; complex causes of excess water inflows; methods of combating excess water inflows.

Причины обводнения скважин

Обводнённость продукции большинства разрабатываемых месторождений Российской Федерации является серьёзной и распространённой проблемой нефтяной промышленности. Ежегодные расходы на подъём, сепарацию и утилизацию воды, сопутствующие добыче углеводородного сырья на месторождениях в поздней стадии разработки, составляют значительную долю в цене добываемой нефти.

Известно достаточное количество материалов и методов борьбы с обводнением продукции, однако их эффективность остаётся невысокой. Это связано с недостаточным пониманием причин поступления воды в добывающие скважины и, как следствие, с неправильным подбором материалов и технологий РИР. Достоверная диагностика причин обводнения продукции является ключом к успешному и качественному ремонту скважин. Рассмотрим основные механизмы обводнения продукции скважин.

Негерметичность обсадной колонны, НКТ или пакера

Негерметичность обсадной колонны, НКТ или пакера приводит к попаданию воды из водоносных горизонтов в скважину (рис. 1).

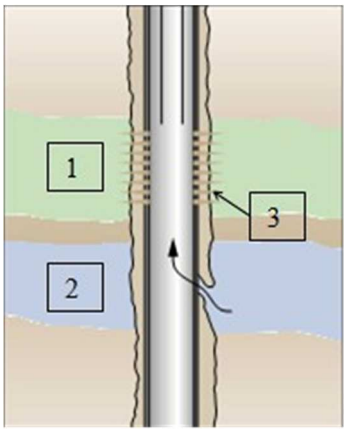

Рисунок 1 – Негерметичность колонны, НКТ или пакера:
1 – нефть; 2 – вода; 3 – перфорационные отверстия

Определение проблемы и её решение в большой степени зависит от конструкции скважины. Для диагностики проблемы может оказаться вполне достаточным проведение простейшего эксплуатационного каротажа – с помощью плотномера, термометра и «вертушки». В более сложных скважинах может потребоваться применение методов WFL и TPHL (определение профиля притока воды и объёмного содержания отдельных фаз в многофазном потоке) с помощью прибора для определения объёмного содержания фаз в потоке. Приборы с электрическими пробоотборниками, такие как прибор FlowView, могут замерять небольшие содержания воды в общем потоке жидкости. Стандартным решением является закачивание изолирующих жидкостей и механическая изоляция с использованием пробок, цементных мостов и пакеров. Также могут использоваться пластыри. Основным методом решения проблемы данного типа является применение дешёвых внутрискважинных водоизоляционных технологий.

Заколонные перетоки

Низкое качество цементного камня может привести к тому, что водоносные пласты оказываются соединёнными с нефтяными (рис. 2). Наличие таких каналов позволяет воде перетекать из заколонного пространства в затрубное пространство. Второй причиной является возникновение «пустот» в заколонном пространстве из-за выноса песка.

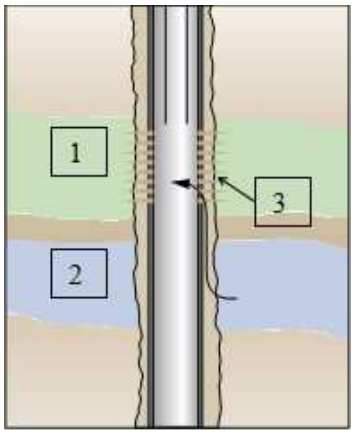

Рисунок 2 – Заколонные перетоки:
1 – нефть; 2 – вода; 3 – перфорационные отверстия

Термометрия для определения заколонных перетоков может определить данные потоки воды. Основным решением является применение изолирующих жидкостей,

например, закачка высокопрочного цемента или смолистых полимеров в затрубное пространство, либо менее прочных жидкостей на гелевой основе, закачиваемых в пласт для остановки притока в затруб. Особенно важным является точное размещение реагентов, которое обычно осуществляется путём применения установок ГНКТ.

Движение водонефтяного контакта

Постоянное движение ВНК вверх, в зону перфорации скважины, в ходе эксплуатации в водонапорном режиме, может привести к нежелательному прорыву воды (рис. 3). Такое явление имеет место при очень низкой вертикальной проницаемости. Поскольку площадь притока (зона дренирования) велика, а скорость движения ВНК вверх мала, то подъём ВНК может происходить и при очень низкой природной вертикальной проницаемости (менее 0,01 мД). В скважинах с более высокой вертикальной проницаемостью ($K_{верт}$ > 0,01 $K_{гор}$) более характерным является конусообразование и другие проблемы, обсуждаемые ниже. На самом деле, движение ВНК можно считать частным случаем конусообразования, но тенденция к конусообразованию настолько мала, что водоизоляция в прискважинной зоне может быть эффективна.

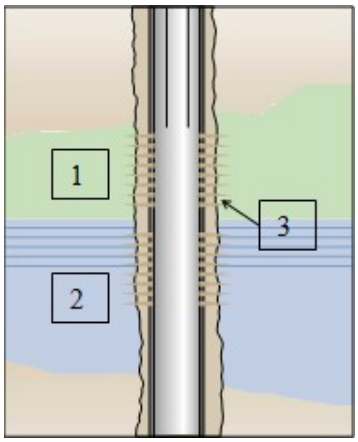

Рисунок 3 – Движение ВНК:
1 – нефть; 2 – вода; 3 – перфорационные отверстия

В теоретических исследованиях причины обводнения добываемой продукции подошвенной водой сводятся в основном к определению оптимального интервала вскрытия нефтенасыщенной части пласта и к подсчёту предельного безводного дебита эксплуатации.

Диагностика данной проблемы не может базироваться только на факте обнаружения воды в нижних перфорационных каналах, поскольку данное явление может быть вызвано и другими причинами. В вертикальных скважинах данная проблема может быть решена путём заглушки нижних отверстий перфорации с использованием механических систем таких, как цементные мосты и пакер-мосты на кабеле. Необходимость в повторной обработке возникает при движении ВНК выше пробки. Для вертикальных скважин эта проблема является первым примером, когда причина избыточного водопритока не локализуется в прискважинной зоне, а может распространяться за её пределы. В горизонтальных скважинах любое внутрискважинное или прискважинное воздействие должно распространяться довольно далеко вверх или вниз по стволу от обводнённого пропластка для уменьшения горизонтального потока воды мимо зоны обработки и с целью отсрочить последующий прорыв воды. Альтернативным решением может являться зарезка второго ствола, если значение ВНФ превышает экономический предел.

Обводнённый пропласток без внутрипластовых перетоков

Широко распространённой проблемой при совместной эксплуатации нескольких пластов является прорыв воды по высокопроницаемому пласту, ограниченному сверху и снизу водоупорами (рис. 4).

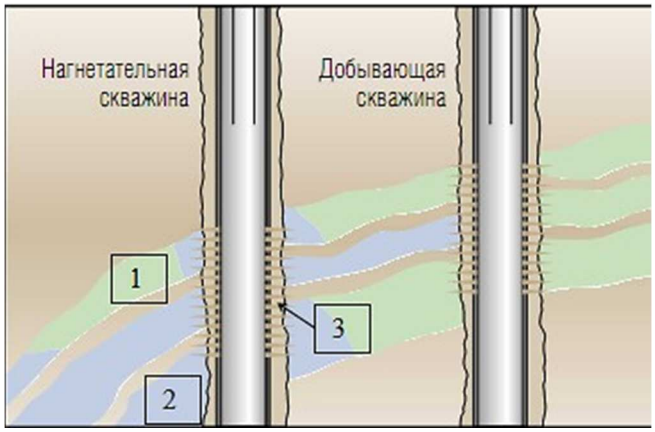

Рисунок 4 – Обводнившийся пропласток без внутрипластовых перетоков:
1 – нефть; 2 – вода; 3 – перфорационные отверстия

В этом случае источником воды может являться активная законтурная вода либо нагнетательная скважина. Чаще всего обводнённый пласт имеет самую большую проницаемость. При отсутствии внутрипластовых перетоков данную проблему можно легко решить путём применения неупругих изолирующих составов или механических изоляторов в нагнетательной или добывающей скважине. Выбор между закачкой изолирующей жидкости (обычно с применением установки ГНКТ) или применением механических изолирующих систем зависит от знания того, какой пропласток обводнился. Эффективные селективные жидкости, обсуждаемые ниже, могут применяться в данном случае, чтобы избежать дополнительных затрат, связанных с каротажем и избирательным (селективным) нагнетанием. Отсутствие перетоков в пласте зависит от наличия водоупора по всей протяжённости пласта. Данная проблема не встречается в горизонтальных скважинах, вскрывающих лишь один продуктивный горизонт. Проблемы, возникающие при совместной эксплуатации нескольких пластов наклонно-направленной скважиной, решаются также, как и в вертикальной.

Трещиноватость или разломы между нагнетательной и добывающей скважинами

При заводнении трещиноватых или трещиновато-пористых пластов может произойти быстрый прорыв нагнетаемой воды в добывающие скважины (рис. 5).

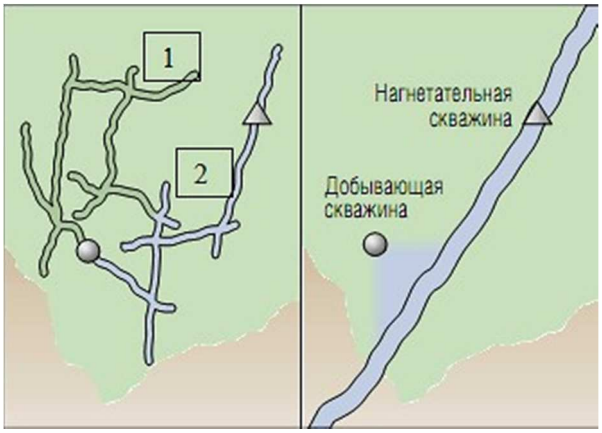

Рисунок 5 – Трещины или разломы между нагнетательной и добывающей скважинами:
1 – нефть; 2 – вода; 3 – перфорационные отверстия

Особенно часто это происходит при наличии разветвлённой системы трещин и может быть подтверждено путём применения индикаторов (межскважинных трейсеров). Каротаж с применением радиоактивных изотопов может применяться для количественной оценки объёма трещин. Данная информация используется в дальнейшем при проектировании необходимой обработки. Закачка гелей может уменьшить количе-

ство добываемой воды без какого-либо неблагоприятного влияния на добычу нефти. Закачка сшитых гелей может требовать значительной репрессии для вытеснения их из кольцевого пространства в пласт, так как они плохо проникают в пористые блоки и текут избирательно по трещинам. Наилучшим решением данной проблемы является водоизоляция. В скважинах с крупными трещинами или разломами наблюдается крайне высокое поглощение бурового раствора. Если есть подозрение о наличии проводящих разломов и связанной с ними системы трещин, то применение текучих гелей при бурении может помочь в решении как проблем бурения, так и последующей добычи воды и низкого охвата заводнением, особенно в пластах с низкой проницаемостью блоков. Такого же рода проблемы могут возникать и в горизонтальных скважинах, когда они пересекают один или несколько проводящих разломов или систему связанных трещин.

Трещиноватость или разломы, связывающие нефтяной и водяной пласты

Вода может поступать по системе трещин, пересекающих нижележащий водяной пласт (рис. 6). Подобные трещины могут быть обработаны гелевыми составами. Данный вид обработки особенно успешен, когда по трещинам нет притока нефти. Объём закачки должен быть значительным для закупорки трещин, достаточно отдалённых от скважины.

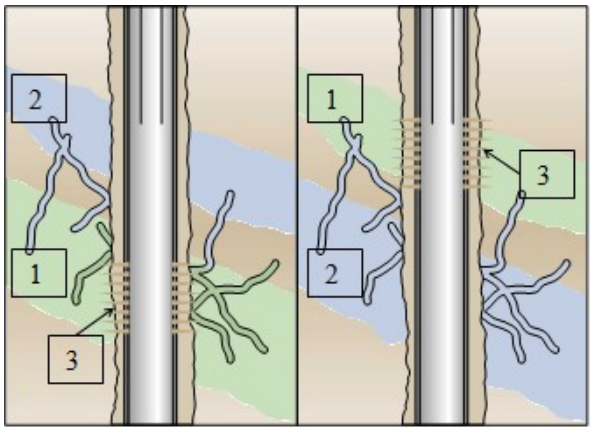

Рисунок 6 – Трещины или разломы, проходящие через водоносный пласт (вертикальная скважина):
1 – нефть; 2 – вода; 3 – перфорационные отверстия

При расчёте обработки инженер встречается с тремя проблемами:

1) трудно определить объём закачки, так как неизвестен объём трещин;

2) закачиваемый гель может закупорить продуктивные трещины; в этом случае для сохранения продуктивности прискважинной зоны может потребоваться её промывка продавочной жидкостью;

3) при закачке незатвердевающего гелевого состава обработка должна пройти безупречно во избежание выноса геля после обработки.

При наличии локализованной системы трещин правильным решением может быть их закупорка в прискважинной зоне, особенно если скважина обсажена и зацементирована. Аналогично снижение продуктивности скважины по нефти может наблюдаться при гидроразрыве пласта, когда трещина распространяется в водоносный пласт. Тем не менее, при возникновении проблем в подобных ситуациях причина поступления воды и окружающая обстановка обычно известны, и решения (такие, как применение золирующих жидкостей) находятся сравнительно проще. Во многих карбонатных залежах трещины обычно являются крутопадающими и зоны трещиноватости разнесены разделяющими их крупными блоками, что особенно типично для плотных доломитизированных пластов. Таким образом, вероятность пересечения таких трещин вертикальной скважиной мала. Однако подобные трещины часто наблюдаются в горизонтальных скважинах и потому вода, как правило, поступает по проводящим разломам или трещинам, пересекающим водоносный пласт (рис. 7).

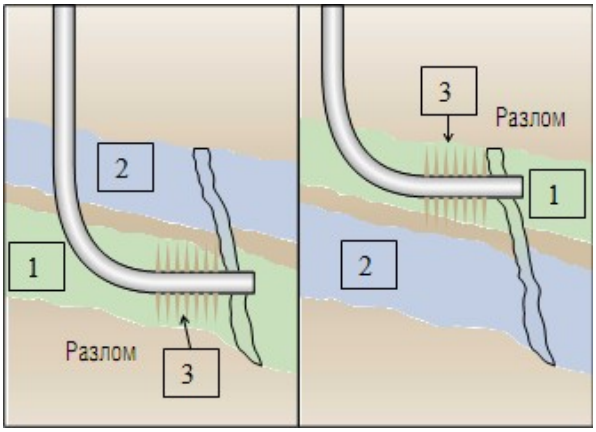

Рисунок 7 – Трещины или разломы, проходящие через водоносный пласт (горизонтальная скважина): 1 – нефть; 2 – вода; 3 – перфорационные отверстия

Как уже говорилось ранее, закачка текучих гелей может помочь в решении подобных проблем.

Конусо- или языкообразование

Конусообразование имеет место в вертикальных скважинах, где ВНК находится рядом с нижними перфорационными отверстиями в пластах с относительной высокой вертикальной проницаемостью (рис. 8).

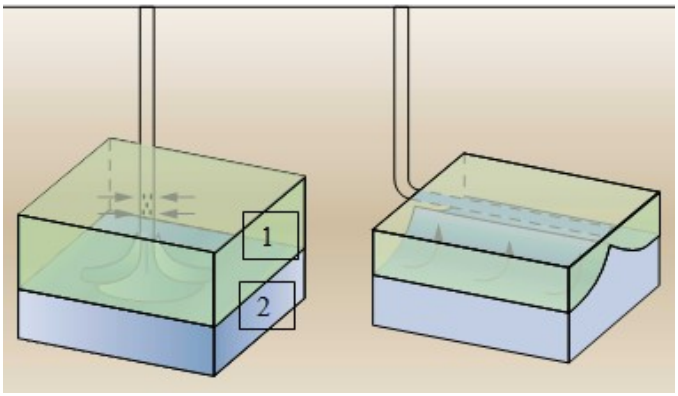

Рисунок 8 – Конусо- или языкообразование: 1 – нефть; 2 – вода

Максимальный дебит, при котором не происходит образование конуса, называется *критическим дебитом конусообразования* и обычно слишком мал с экономической точки зрения. Одним из подходов, иногда предлагаемых без особых на то оснований, является закачка слоя геля выше ВНК. Подобный шаг редко препятствует образованию конуса и требует закачки больших объёмов геля для значительного снижения ВНФ. Например, для увеличения критического дебита конусообразования вдвое обычно необходим эффективный радиус закачки геля, не меньший, по крайней мере, 15 м. Как показывает практика, закачка геля на такую глубину в пласт экономически трудно осуществима. Закачка же меньших объёмов геля обычно приводит к быстрому повторному прорыву воды за исключением тех случаев, когда гелевая подушка, по счастливой случайности, соединяется с глинистым пропластком. Хорошей альтернативой закачке геля является бурение одного или нескольких горизонтальных стволов вблизи кровли пласта, что позволяет увеличить расстояние до ВНК и при работе с пониженной депрессией приводит к уменьшению эффекта конусообразования. В горизонтальных скважинах данное явление называют *языкообразованием*. В таких скважинах в случае движения ВНК вверх путём применения изоляции в прискважинной зоне, распространяющейся на значительные расстояния вверх и вниз по стволу, можно, по крайней мере, замедлить языкообразование.

Комплексированные причины избыточных водопритоков

Кроме вышеперечисленных примеров обводнения существует комплексированные причины избыточных водопритоков. Движение законтурной воды или воды от нагнетательных скважин при заводнении часто приводит к низкому коэффициенту охвата по площади (рис. 9).

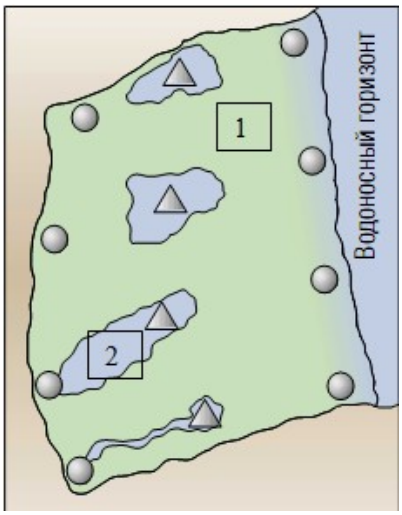

Рисунок 9 – Низкий охват по площади:
1 – нефть; 2 – вода

Неоднородность проницаемости по площади является основной причиной возникновения данной проблемы, особенно ярко проявляющейся в рукавообразных залежах углеводородов в песчаниках. Решением данной проблемы является отклонение потока нагнетаемой воды от ранее промытого порового пространства. Для этого требуется большой объём закачки либо продолжительное заводнение полимерными растворами. Для улучшения охвата в подобных ситуациях часто с успехом применяют уплотняющее бурение, хотя бурение боковых горизонтальных стволов является более рентабельным способом вовлечения в разработку непромытых целиков. Ствол горизонтальной скважины может вскрывать зоны пласта с различной проницаемостью и давлением, что приводит к низкому коэффициенту охвата по площади. С другой стороны, прорыв воды может произойти на одном из участков ствола по причине его близости к источнику воды. В обоих случаях поступление воды в ствол скважины, по-видимому, можно контролировать путём изоляции её отдельных частей.

В пластах большой мощности и хорошей вертикальной проницаемости гравитационное разделение может привести к нежелательному попаданию воды в нефтедобывающую скважину (рис. 10).

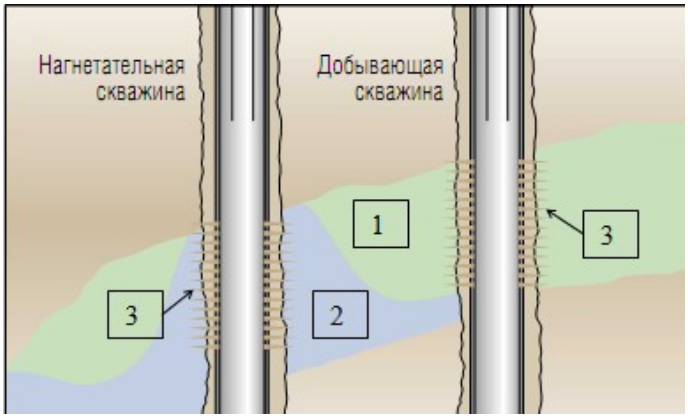

Рисунок 10 – Гравитационное разделение жидкостей в пласте:
1 – нефть; 2 – вода; 3 – перфорационные отверстия

Законтурная вода или закачиваемая в нагнетательные скважины при заводнении внедряется преимущественно в нижнюю часть продуктивной зоны, оставляя непромытой верхнюю часть пласта. Ситуация усугубляется при неблагоприятном коэффициенте подвижности. Проблема ещё более усложняется в пластах, сложенных осадочными породами и стратифицированных по характерному размеру текстуры (зёрен или пор) от подошвы к кровле так, что проницаемость убывает с уменьшением глубины; при этом вязкостные эффекты совместно с гравитационным разделением приводят к тому, что поток вытесняющей жидкости движется по подошве пласта. Любая обработка в нагнетательной скважине, направленная на изоляцию нижних перфорационных отверстий, даёт посредственные результаты в смысле увеличения охвата, так как гравитационное разделение при удалении от нагнетательной скважины вновь начинает доминировать. В добывающих скважинах наблюдается локальное конусообразование, и потому, как и в описанном ранее случае, получение длительных эффектов при обработке гелями маловероятно. Применение горизонтальных стволов может стать эффективным средством доступа к непромытым целикам нефти. Заводнение пенами может также улучшить коэффициент охвата по вертикали. В горизонтальных скважинах гравитационное разделение может иметь место, когда ствол расположен близко к подошве пласта либо при превышении критического дебита конусообразования.

Перетоки имеют место в высокопроницаемых пропластках, не разобщённых непроницаемыми перемычками (рис. 11).

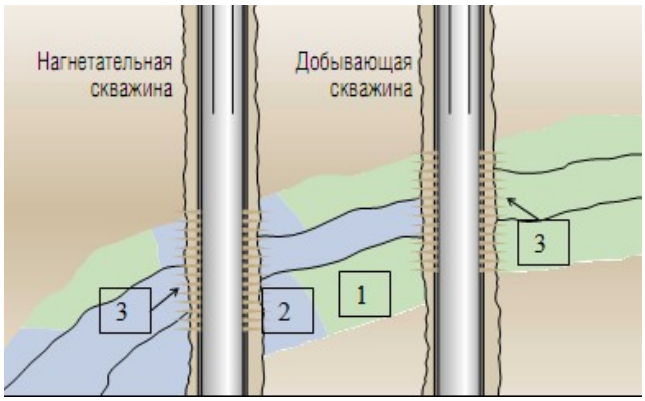

Рисунок 11 – Обводнившийся пропласток с внутрипластовыми перетоками:
1 – нефть; 2 – вода; 3 – перфорационные отверстия

Поступление воды в скважину по высокопроницаемому обводнившемуся пропластку с перетоками схоже с проблемой обводнённого пропластка без перетоков, но отличается тем, что отсутствует барьер, препятствующий перетокам в соседние пласты. В подобной ситуации попытки модификации профиля притока или приёмистости в прискважинной зоне не дают желаемого эффекта вследствие перетоков в удалённых от скважины зонах пласта. Доказательство существования подобных перетоков в пласте абсолютно необходимо, поскольку этим определяется тип проблемы. Когда перетоков нет, с обводнением легко справиться. При их наличии успешная обработка становится проблематичной. Во многих случаях лучшим решением является бурение одной или нескольких горизонтальных скважин. В горизонтальных скважинах, расположенных в одном пропластке, подобные проблемы не возникают. Если наклонно-направленная скважина вскрывает несколько пластов, то возникают те же самые осложнения, что и в вертикальной скважине.

Знание причин обводнения является ключом к ограничению водопритоков. Первые четыре из вышеперечисленных проблем легко поддаются контролю в скважине или прискважинной зоне. Следующие две – трещины между нагнетательной и добывающей скважинами либо трещины между нефте- и водоносными пластами – требуют закачки глубокопроникающих гелей. Последние четыре не решаются просто и дёшево, они требуют серьёзных изменений в заканчивании скважин и технологии добычи, увязанных с общей стратегией управления разработкой месторождения. Любая нефтяная

компания, желающая достичь быстрой и эффективной окупаемости капиталовложений при малом риске, должна в первую очередь сосредоточиться на применении опробованных технологий к первым шести типам проблем.

Однако степень участия различных путей водопритоков в скважины из водонасыщенных пластов ими не определялась. Анализ промысловых данных по разработке литологически однородных водонефтенасыщенных пластов показал, что в большинстве скважин фактическое время конусообразования значительно превышает расчётное, определённое по различным методикам. Увеличение продолжительности безводного периода эксплуатации указывает на наличие в литологически однородном пласте пропластков низкой проницаемости, т.е. имеет место внутрипластовая проницаемостная неоднородность, что подтверждается различной длительностью подъёма ВНК при одинаковом отборе жидкостей из коллекторов.

По результатам проведённых исследований закономерностей обводнения скважин, пробуренных в литологически однородных и неоднородных пластах, установлено, что для обеих категорий скважин типичны следующие этапы обводнения:

1) появление и постоянный рост содержания воды в добываемой продукции;
2) резкое (скачкообразное) возрастание количества воды;
3) стабилизация обводнённости.

Такой ступенчатый переход повторяется несколько раз, что характерно для большинства скважин исследуемых месторождений. Эту закономерность можно объяснить образованием микроканалов в заколонном пространстве вследствие разрушения глинистой корки в зоне контакта цементного камня с породой или в самом цементном камне. В период стабилизации обводнения размеры канала в сечении и толщина пласта-обводнителя не изменяются или изменяются незначительно. Рост обводнённости продукции скважин соответствует резкому расширению путей притока вод и подключению новых обводнённых пропластков. Разрушение материала, заполняющего заколонное пространство, будет продолжаться до тех пор, пока поверхность раздела «нефть – вода» вблизи скважины будет деформироваться.

Обследование и исследование скважин

До проведения КРС в скважине проводят исследования и обследования.

Исследования проводят с целью:

- установления интенсивности притока посторонних вод в скважину через фильтровую зону (т.е. из продуктивного пласта) в зависимости от забойного давления;
- определения характера притока жидкостей или газов через нарушения в обсадной колонне;
- определения технического состояния обсадной колонны, а также цемента за колонной.

Скважину исследуют также для:

1) выявления и выделения интервалов негерметичности в обсадной колонне и цемента за колонной;
2) изучения гидродинамических и температурных условий ремонтируемого участка;
3) выявления положения муфт обсадной колонны, интервалов перфорации, положения искусственного забоя;
4) определения положения инструмента, спущенного для ремонтных операций;
5) определения качества промежуточных операций и ремонта в целом.

Перед началом ремонта необходимо остановить скважину, замерить затрубное давление и давление на устье скважины. Затем открыть выкидную линию и из межколонного пространства уменьшить давление до атмосферного или до некоторого значения. Закрыть выкидную линию и определить время восстановления давления в этом пространстве от атмосферного до первоначального значения. После этого следует заглушить скважину и следить за изменением давления. Если в этот момент будет проявление между колоннами и в затрубном пространстве, то это укажет на наличие негерметичности в колонне.

Место положения каналов утечек пластовой жидкости и газов определяют геофизическими методами исследования (дебитомером, электротермометром).

Данные исследования используются также при выборе композиции тампонажных материалов, которые реагируют на температурные изменения в скважине и в пласте. От этих изменений зависит срок схватывания тампонажных материалов.

Обследование скважины

Обследование скважин проводят после установления герметичности колонной головки с целью определения глубины забоя, уровня жидкости, проверки состояния эксплуатационной колонны, ствола скважины, наличия в ней дефектов, аварийного оборудования и посторонних предметов.

Обследуют скважину печатями, которые могут опускать на трубах или на канате.

Печать состоит из корпуса, стакана и оболочки (свинцовой, гудронной или алюминиевой), которая наплавляется на стакан.

Печать опускают на кабеле или на НКТ, с промером длины спускаемых труб. Когда печать достигает верхнего конца аварийного инструмента, то весом труб печать создаёт нажим. На оболочке получается отпечаток, по которому судят о характере смятия колонны или оставленного в скважине постороннего предмета.

По количеству спущенных труб определяется глубина нахождения аварийного инструмента.

Скважину обследуют для того, чтобы:

1) установить место и характер смятия, слома или продольного разрыва эксплуатационной колонны;

2) определить местоположение и состояние труб, оборудования, различных приспособлений, а также посторонних предметов в стволе скважины;

3) выявить в скважине песчаные и цементные пробки, а также различные отложения на стенках эксплуатационной колонны;

4) проверить состояние фильтра скважины.

Обследование начинают с проверки состояния эксплуатационной колонны и ствола скважины при помощи шаблона. Он представляет собой металлический цилиндр, нижняя поверхность которого покрыта слоем свинца толщиной 15 мм. На боковой поверхности шаблона имеется желоб, заливаемый свинцом. Желоб предотвращает заклинивание шаблона при попадании на него мелких металлических предметов. Через шаблон проходит сквозное промывочное отверстие. Диаметр шаблона соответствует диаметру эксплуатационной колонны (табл. 1).

Таблица 1 – Диаметр шаблона в зависимости от диаметра обсадной колонны

Диаметр обсадной колонны, мм	Наружный диаметр шаблона, мм	Диаметр обсадной колонны, мм	Наружный диаметр шаблона, мм
127	95	219	190
146	115; 118	273	240
168	135; 140	325	290
194	160	377	340

Шаблон на бурильных или насосно-компрессорных трубах медленно спускают в скважину, обязательно наблюдая за нагрузкой по индикатору веса. Если шаблон останавливается на какой-либо глубине и под нагрузкой (2–3 деления по индикатору веса) вниз не проходит, его поднимают из скважины. В зависимости от состояния залитой свинцом поверхности шаблона составляют план дальнейшего обследования.

При спуске шаблона и всех других инструментов следует принимать меры к тому, чтобы в скважину не попали посторонние предметы (сухари от машинных ключей, плашки от цепных ключей и др.), которые могут вызвать заклинивание инструмента в эксплуатационной колонне.

Для определения местоположения в скважине постороннего предмета, формы его верхнего конца, а также характера слома или смятия эксплуатационной колонны служат свинцовые печати. Они бывают плоские и конусные. Плоская печать с торца и с боковой поверхности покрыта слоем свинца толщиной 15–25 мм. Конусная печать имеет такой же слой свинца. Наличие большой массы свинца делает возможным по-

лучение глубоких отпечатков, по которым судят о форме поверхности, соприкасавшейся с печатью. Наружные диаметры печатей такие, как у шаблонов (табл. 1). По оси симметрии печати делается сквозное отверстие для промывки. При помощи плоской печати выясняют положение предмета в скважине. Конусная печать даёт возможность получить отпечаток стенки эксплуатационной колонны в фильтровой части и на участке с нарушениями. Печати спускают на бурильных или насосно-компрессорных трубах. При обследовании верхних концов насосных штанг, находящихся в скважине с исправной эксплуатационной колонной, печать спускают на тартальном канате с грузовой штангой длиной 12–14 м. Это предотвращает слом верхних концов штанг. Печати спускают медленно, непрерывно наблюдая за показаниями индикатора веса. Перед посадкой печати скважину промывают, чтобы очистить поверхность, с которой будет соприкасаться печать. На обследуемое место печать ставят только один раз. Величина посадки печати зависит от глубины скважины, её кривизны, а также от диаметра эксплуатационной колонны и колонны бурильных труб.

Подготовительно-заключительные работы

Подготовительные работы перед цементированием проводят с целью определения источника обводнения, путей поступления воды в скважину и получения данных для выбора способа цементирования.

После появления воды в скважине её останавливают на время T, которое должно быть не меньше времени T_0 по истечении которого в пласте наступает установившееся состояние.

Через T (ч) после остановки в скважине определяют пластовое давление и отбирают пробу воды на уровне интервала перфорации обсадной колонны для химического анализа и определения содержания взвешенных частиц.

Анализ воды выполняют согласно руководству по гидрохимическому опробованию подземных вод. При анализе определяют следующие свойства воды: удельный вес при 20 °С, сухой остаток в г/л, содержание различных ионов в мг/экв. на 100 см^3 воды, общую минерализацию в мг/экв. на 100 см^3.

Затем возобновляют отбор жидкости (воды или воды с нефтью) из скважины. После отбора жидкости в объёме, равном объёму обсаженной скважины, отбирают пробу воды для химического анализа и определения содержания взвешенных частиц. Отбор жидкости из пласта прекращают после того, как 3 последовательно взятые пробы воды будут иметь одинаковый химический состав и одинаковое количество взвешенных частиц. Постоянство состава воды будет показывать, что скважина обводнилась посторонней пластовой водой.

Физико-химические свойства воды, отбираемой из скважины, сопоставляют с анализами вод, приведёнными в нормальном типовом гидрохимическом разрезе нефтяного месторождения. В результате этого устанавливают источник обводнения скважины. Для уточнения источника поступления воды и выбора способа цементирования исследуют скважину на приток посторонней воды. С этой целью отбирают нефть и воду на трёх установившихся режимах.

Длительность отбора воды на каждом режиме T должна быть не меньше времени T_0. Для каждого из трёх режимов определяют забойное давление и соответствующий им отбор воды. Составляют 3 уравнения типа:

$$P_{пл} - P_{заб} = A \cdot q + B \cdot q^2,$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, атм.; $P_{заб}$ – забойное давление, атм.; q – величина отбора посторонней воды, м^3/сут.; А – постоянная величина, атм. · сут./м^3; B – постоянная величина, атм. · сут.^{2}/м^6.

Решают систему уравнений и получают величину $P_{пл}$, А и В, которые используют для определения интенсивности дренирования пласта перед цементированием и режима продавки цементного раствора.

При обводнении скважины посторонней водой $B > 0$. При $B \leq 0$ источник обводнения скважины не выясняется.

В зависимости от условий притока посторонней воды в скважину очищают каналы заколонной циркуляции путём интенсивного дренирования пласта или промывки водой с использованием пакера.

На промыслах Татарии для промывки каналов заколонной циркуляции иногда применяют 10 %-ный раствор ингибированной соляной кислоты и воду. При этом степень очистки каналов увеличивается, но требуется тщательное удаление продуктов реакции кислоты с породой. После очистки каналов с помощью заколонной циркуляции скважину заполняют пластовой водой с добавкой поверхностно-активного вещества. Поднимают лифтовые трубы и обследуют ствол скважины печатью. При необходимости очищают эксплуатационную колонну в интервале перфорации. Состояние цементного кольца скважины до вскрытия продуктивного пласта определяют методом рассеянного гамма-излучения с помощью акустического (звукового) метода. Состояние цементного кольца между интервалами перфорации колонны устанавливают опрессовкой с использованием пакера и резистивиметра.

Каналы заколонной циркуляции выявляют методами: радиоактивных изотопов, термическим, нейтронными и наведённой активности натрия. Метод радиоактивных изотопов может выполняться по трём технологическим схемам:

1) после закачки изотопов определяют их положение по кривой интенсивности гамма-излучения;

2) после закачки изотопов наблюдают за их движением в канале заколонной циркуляции по интенсивности гамма-излучения во времени;

3) используют глубинный прибор радиометрии, имеющий аппаратуру для регистрации интенсивности гамма-излучения, и стреляющее устройство для ввода изотопов в ствол скважины.

Характеристика растворов и материалов, применяемых при водоизоляционных работах

При водоизоляционных работах в нефтяных и газовых скважинах используются следующие тампонажные материалы: цемент, жидкое стекло, биополимеры, а также:

1) смеси на базе минеральных вяжущих веществ (тампонажный цемент, шлак, гипс и их модификации);

2) тампонирующие смеси на базе органических вяжущих материалов, полимерные тампонажные материалы (ПТМ);

3) тампонажные растворы, приготовленные на базе минеральных вяжущих тампонажных материалов с различными облагораживающими добавками (СПВС-ТР, ТЭГ, ТС-10 и др.);

4) многокомпонентные тампонажные смеси, приготовленные с помощью дезинтегратора (МТСД);

5) сжимающиеся тампонажные материалы (СТМ).

В скважинах с низкой приёмистостью эффективно применение полимерных тампонажных материалов и цементно-полимерных растворов (ЦПР). Использование цементных растворов оказывается более эффективным при ликвидации прорыва верхних и нижних пластовых вод в условиях высокой приёмистости и ликвидации прорыва пластовых вод в случае недифференцированного анализа результатов работ.

Применение ЦПР более эффективно (по сравнению с ПТМ) при ликвидации прорыва верхних пластовых вод в условиях высокой приёмистости.

Среди ПТМ при ремонтно-изоляционных работах нашли применение вязкоупругие составы (ВУС), селективные тампонажные материалы (гидрофобный тампонажный материал (ГТМ)) и др.

Недостатками растворов на основе смол является их дороговизна, а на основе силанов – токсичность, взрыво- и пожароопасность. ВУС – это вязкоупругий состав из смеси 2 %-ного водного раствора гексорезорциновой смолы (ГРС), 1 %-ного водного раствора полиакриламида (ПАА) и формалина 38–40 %-ной концентрации в соотношении объёмов 1,0 ÷ 0,1 ÷ 0,02. Применим до температуры + 90 °С.

Наибольшее предпочтение при производстве водоизоляционных работ необходимо отдавать материалам и методам селективного действия. К селективным относятся методы, обеспечивающие избирательное снижение проницаемости лишь водона-

сыщенной части пласта при закачке изолирующих реагентов по всей его толщине. Селективность изоляционных работ основывается на свойствах изолирующего материала. Селективностью метода является его способность избирательно снижать продуктивность обводнённых интервалов в большей степени, чем нефтенасыщенных. Чем больше степень снижения продуктивности притока пластовых вод, тем выше селективность метода.

Разрабатывались также селективные методы, основанные на использовании в качестве изоляционных реагентов пересыщенных растворов твёрдых углеводородов (парафин, церезин, озокерит) в керосине, парафиновых отложений в нефти, латекса, натриевых солей нафтеновых кислот и др.

Наиболее изученными и освоенными отечественной промышленностью методами селективной изоляции и ограничения притока пластовых вод в нефтяные скважины являются методы, основанные на использовании водорастворимых полимеров акрилового ряда.

В качестве водоизолирующего материала из акриловых водорастворимых полимеров используются в основном полиакрилонитрил (гипан) и полиакриламид (ПАА). Они растворяются в нефти и находятся в твёрдом состоянии при контакте с пластовой водой.

Из методов, основанных на использовании неорганических водоизолирующих реагентов, находят применение неорганические соли, которые вследствие ионного обмена с солями пластовой воды или предварительно закачанной в пласт жидкостью, либо гидролиза пластовой водой образуют нерастворимые в воде осадки или гели. В последние годы разработаны водоизолирующие материалы на основе силикатов щелочных металлов, в частности, жидкого стекла.

Состав и свойства образующихся продуктов гидролиза в значительной степени зависят от условий реакции: кислотности среды, температуры, присутствия растворителя, его полярности и т.д. Кислотность среды повышает скорость гидролиза. В кислой среде в результате конденсации дифункциональных продуктов в значительном количестве образуются циклические полимеры типа $[R_2SiO]_n$, где n = 3–9. При гидролизе в присутствии инертных растворителей (бензол, толуол и др.) образуются неплавкие и нерастворимые соединения в виде аморфных осадков. В случае активных органических растворителей (спиртов, эфиров и др.), растворяющих мономерные и полимерные продукты, реакция конденсации приводит к образованию большого количества линейных высокомолекулярных полимеров.

Силаны представляют собой прозрачные бесцветные жидкости (в чистом виде), легкоподвижные, дымящиеся на воздухе с резким специфическим запахом, который обусловлен выделением хлористого водорода при контакте с влагой атмосферы. Силаны хорошо растворимы в органических растворителях. Физико-химические свойства силанов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Физико-химические свойства силанов

Название соединения	Химическая формула	Температура, °С		Плотность, кг/м^3	Количество вступившего в реакцию гидролиза со 100 г проб	Количество образовавшейся HCl, г
		кипения	застывания			
Метилтрихлорсилан	CH_3SiCl	65,7	–77,8	1273	36,1	72,2
Диметилдихлорсилан	$(CH_3)_2SiCl_2$	70,1	–76,0	1066	27,9	52,5
Триметилхлорсилан	$(CH_3)_2SiCl$	57,5	–57,7	846	16,6	33,6
Этилтрихлорсилан	$C_2H_5SiCl_3$	97–100	–105	1238,8	33,0	66,9
Диэтилдихлорсилан	$(C_2H_5)_2SiCl_2$	129–130	–96	1050	22,9	46,5
Триэтилхлорсилан	$(C_2H_5)_3SiCl$	143,5	–	898,6	11,9	24,2
Фенилтрихлорсилан	$(C_2H_5)SiCl_3$	201	–	1325,6	25,5	49,1

В нефтепромысловой практике применяются фенилтрихлорсилан, фенилтрихлорсилан сырец, метальные кубовые остатки, азеотропная смесь кремнийорганического производства. Все эти вещества представляют собой мономеры. При гидролизе указанных продуктов происходит их сшивка за счёт кислорода воды и образования олигополимеров.

Фенилтрихлорсилан (ФТХС) – легкогидролизующийся кремнийорганический продукт.

Кубовые остатки (неосветлённые) (КО) – остаток ректификационного кремнийорганического процесса – негостируемый продукт. Различают метальные (МКО), этильные (ЭКО), фенильные (ФКО) кубовые остатки. Токсичность их ликвидируется уксусной кислотой.

До последнего времени основным материалом, применяемым при проведении водоизоляционных работ, остаётся цементный раствор.

Низкая успешность операций по ограничению водопритоков и обусловливает поиск более эффективных изоляционных материалов и способов. При этом главное внимание акцентируется на принципе изоляции и изоляционных материалах, составляющих основу методов изоляции.

Материалы, применяемые при цементировании

Для цементирования используют различные сорта тампонажного портландцемента, качество которых соответствует ГОСТ или определяется временными техническими условиями на специальные цементы.

При цементировании скважин, обладающих средней поглотительной способностью, с температурой забоя меньше 40 °С применяют тампонажный цемент для «холодных» скважин. При цементировании скважин с температурой забоя 40–78 °С, а также обладающих средней или низкой поглотительной способностью, применяют тампонажный цемент для «горячих» скважин.

Если температура забоя скважин со средней или с низкой поглотительной способностью составляет 78–120 °С, применяют цемент для сверхглубоких скважин. Он получается в результате помола цементного клинкера с добавкой гипса.

Для цементирования в скважинах, где применяют промывочные жидкости повышенного удельного веса (до 2), используют утяжелённый тампонажный цемент. Он представляет собой продукт совместного помола тампонажного цемента (40 %), гематита (60 %) и гипса (до 5 %). Удельный вес утяжелённого цементного раствора должен быть не менее 2,25.

Для цементирования в поглощающих скважинах применяют гель-цемент, волокнистый цемент, специальные цементы с малыми сроками схватывания (смесь глинозёмистого и тампонажного цементов в отношении 1:3 по весу, гипсглинозёмистый цемент, гипсоцементную смесь) и быстросхватывающиеся цементные смеси.

Гельцемент представляет собой смесь тампонажного цемента с порошкообразной высококачественной глиной в соотношении 9:1. Растекаемость гель-цемента равна 10 см, угол естественного откоса 40–55°. Усадка гель-цементного раствора при затвердевании примерно в 10 раз меньше, чем усадка обычного цемента. Камень, образованный из гельцемента, имеет малую водопроницаемость и значительную солестойкость.

Быстросхватывающиеся смеси приготовляют путём смешивания тампонажного цемента с ускорителями схватывания. В качестве ускорителей применяют хлористый кальций, кальцинированную соду, сернокислый глинозём, жидкое стекло, хлористый алюминий, которые вводят в количестве 0,5–6,0 % от веса цемента.

Цементный раствор, применяемый при водоизоляционных работах, должен обладать хорошей подвижностью и очень малой усадкой при твердении, хорошо проникать в каверны и трещины произвольной формы и плотно заполнять их; при контакте с пористой средой мало обезвоживаться и не терять свою подвижность; обладать малой водоотдачей (по методике АНИ примерно 50 $см^3$ за 30 мин. при перепаде давления 70 атм.), обеспечивающей образование прочной цементной корки на поверхности пористой среды.

Состав цементного раствора с малой водоотдачей следующий:

1) тампонажного цемента – 1 тонна, воды – 550 л, бентонитовой глины – 110 кг, сульфитспиртовой барды (ССБ) – 2,5 кг (гель-цемент);

2) тампонажного цемента – 1 тонна, воды – 500 л, карбоксиметилгидроэтилцеллюлозы (КМГЭЦ) – 4,5 кг;

3) тампонажного цемента – 1 тонна, гидрофильной водонефтяной эмульсии – 1 тонна. Водонефтяную эмульсию приготовляют путём интенсивного смешивания (при совместной прокачке через 10 мм штуцер) 555 л нефти и 560 л водного раствора поверхностно-активного вещества, содержащего 2,8 кг ОП-10 и ОП-7;

4) тампонажного тонкодисперсного цемента – 1 тонна, воды – 670 л, глинопорошка – 115 кг, поверхностно-активного вещества – 14 кг (ОП-7). Тонкодисперсный цемент получается путём домола стандартного тампонажного цемента на вибромельнице СМ-515, а также образуется на цементных заводах при помоле портландцемента в виде цементной пыли, улавливаемой рукавными фильтрами. Через сито с количеством отверстий 16000 на см^2 проходит 97–98 % тонкодисперсного цемента.

Для изоляционных работ в скважинах могут применяться полимерцементные растворы. Их основными преимуществами являются малая водоотдача, хорошая подвижность, способность образовывать цементный камень, обладающий повышенной сопротивляемостью растяжению и динамическим нагрузкам, хорошим сцеплением с металлом и породой, низкой водопроницаемостью и хорошей коррозийной стойкостью.

Полимерцементный раствор состоит из:

1) тампонажного цемента – 1 тонна, воды – 385 л, латекса – 68 кг, некаля БХ (натриевой соли дибутилнафталинсульфокислоты) – 4,5 кг (латекс-цемент);

2) тампонажного цемента – 1 тонна, воды – 440 л, фурилового спирта – 10 кг, солянокислого анилина – 1,2 кг;

3) тампонажного цемента – 1 тонна, воды – 265 л, смолы ФР-12 – 150 л, формалина – 85 л.

Изоляция пластовых вод цементными растворами

Цементные растворы на водной или углеводородной основе в настоящее время не широко распространены как тампонирующие материалы при проведении водоизоляционных работ на месторождениях Татарии. В течение последних лет использование цементных растворов намного сократилось за счёт применения полимерных и других нецементных тампонирующих материалов. Доля цементных растворов в общем количестве изоляционных материалов не очень высока.

При выборе скважин для анализа проведения изоляционных работ исключались скважины:

- эксплуатирующие угленосные горизонты и обводнённые водой этих горизонтов;
- где плотность воды была ниже 1,18 г/см^3.

Цементные растворы, как на водной, так и на углеводородной основе общеизвестны. Отметим лишь, что цементные растворы на водной основе приготавливают смешением обычного тампонажного цемента с пресной технической водой. Водоцементный фактор растворов колеблется в пределах 0,45–0,50.

Растворы на углеводородной основе на промыслах Татарии приготавливают, смешивая дизельное топливо с обычным тампонажным цементом. В качестве ПАВ применяют дисолван, добавляя его до 2 % объёма к смеси.

Цементные растворы закачивают в пласт по насосно-компрессорным трубам, при этом цементный раствор на водной основе закачивают последовательно за пластовой водой и продавливают ею же, а при закачке цементного раствора на углеводородной основе применяют жидкости-разделители до и после цементного раствора. Объём разделительной жидкости берут в пределах 0,5–1,0 м^3, что предотвращает преждевременное затвердение цементного.

При задавливании цементных растворов в пласт использовались давления, значительно превышающие допустимое давление на эксплуатационную колонну. Поэтому в большинстве случаев закачки цементного раствора проводили по заливочным трубам, оборудованным пакером, предохраняющим эксплуатационную колонну от действия избыточного давления. В связи с этим около 70 % изоляционных работ проводят с использованием пакеров высокого давления.

Тщательное изучение материалов водоизоляционных работ показывает, что наряду с различными способами задавливания цементных растворов в пласт существуют 2 отличных друг от друга способа изоляции путей водопритоков.

По первому способу закрытие путей водопритоков достигается перекрытием цементным мостом фильтра скважины, эксплуатирующей нижний пласт, частично обводнённый. Метод применяется для изоляции как нижней, так и подошвенной воды – неселективная изоляция вод.

По второму способу изоляция вод достигается за счёт перекрытия обводнённой части пласта цементным мостом, закрытия путей водопритоков, вследствие кольматации их частицами цементного раствора или под действием других сил при выполнении операции по задавливанию цементного раствора. Данный способ применяется при изоляции нижней и подошвенной воды. Работы по изоляции выполняются как с применением пакера, так и без него и складываются из следующих операций.

При изоляции подошвенной воды:

- перекрывается фильтр предполагаемой обводнённой части пласта цементным мостом, а нефтеносная часть пласта вскрывается снова;
- цементный мост разбуривается до нижних перфорационных отверстий старого фильтра, и дополнительно вскрывается кровля нефтеносной части пласта;
- цементный мост после изоляционных работ устанавливается ниже старого фильтра и дополнительно вскрывается нефтеносная часть пласта.

При изоляции нижних вод:

- цементный мост устанавливается на уровне нижних перфорационных отверстий нижнего нефтеносного пласта и последний вскрывается снова;
- цементный мост устанавливается глубже нижних перфорационных отверстий нижнего нефтеносного пласта, а нефтеносный пласт вскрывается снова.

Данный случай в отличие от первого будем называть селективной изоляцией вод. Неселективный и селективный методы изоляции нижних и подошвенных вод схематически показаны на рисунке 12.

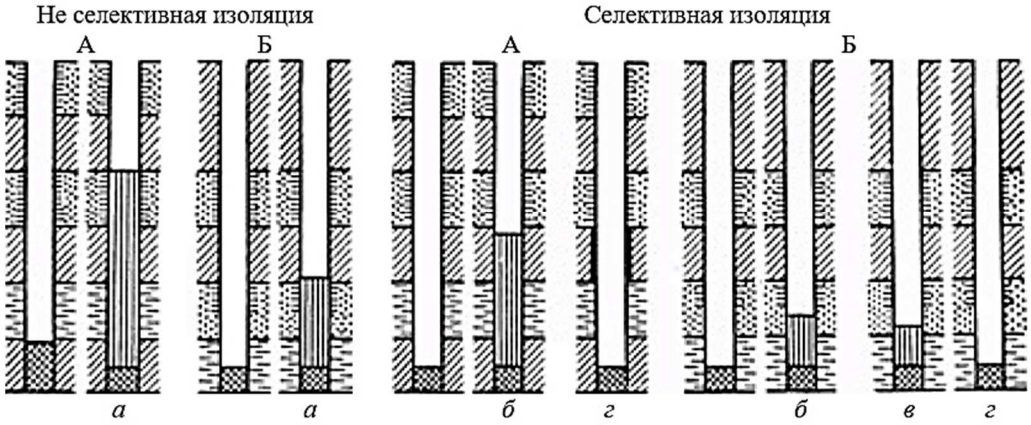

Рисунок 12 – Закрытие путей водопритоков с использованием цементного раствора: А – в скважине, обводнённой нижней водой; Б – в скважине, обводнённой подошвенной водой; а – перекрытие обводнённого пласта цементным мостом; б – наращивание искусственного забоя; в – перекрытие цементным мостом обводнённой части пласта; г – создание цементной оторочки в зоне ВНК или заполнение затрубного пространства цементным раствором

При селективной изоляции подошвенной воды успешность работ выше, чем при изоляции нижней воды, с использованием цементного раствора как на водной, так и на углеводородной основе. При неселективной изоляции успешность работ в случае изоляции нижней воды с использованием цементного раствора на водной основе выше, чем на углеводородной.

Следует отметить, что после проведения изоляционных работ достигается снижение обводнённости на некоторую величину, т.е. происходит частичная изоляция вод.

При неселективной изоляции нижних вод с использованием цементного раствора на водной основе дебит нефти более чем в 3 раза выше дебита до изоляционных работ и при изоляции подошвенной воды – примерно в 2 раза. В случае использования цементного раствора на углеводородной основе прирост дебита нефти при изоляции подошвенной воды выше, чем при изоляции нижней воды, и отмечается значительное снижение обводнённости с использованием цементного раствора на водной основе (по 30 скважинам более чем в 2 раза).

Значительное снижение обводнённости отмечается при изоляции нижней воды с использованием цементных растворов на водной и углеводородной основе.

Периодом восстановления обводнённости называется тот промежуток времени после проведения изоляционных работ, в течение которого содержание воды в продукции при эксплуатации скважины становится равным зафиксированному перед изоляционными работами.

Сравнительно короткий период восстановления обводнённости при использовании цементных растворов на углеводородной основе, очевидно, связан с явлением медленного отверждения этого раствора. Вследствие этого при создании определённой депрессии на забой происходит прорыв воды, что приводит к резкому восстановлению обводнённости до величины, которая отмечалась перед изоляционными работами.

Жидкое стекло

Ограничение притока воды в скважины основано на закачке композиций на базе силиката натрия (стекло натриевое жидкое) и формирования в зоне изоляции стойкой относительно пластовых и опреснённых вод тампонирующей массы.

Интерес к жидкому стеклу, значительно возросший в последние годы в нашей стране и за рубежом, определяется наряду с его высокими водоизолирующими свойствами экологической чистотой применения, негорючестью и нетоксичностью.

В качестве отвердителя в силикат натрия вводится натрий кремнефтористый.

Технология направлена на изоляцию вод, поступающих в добывающие скважины за счёт герметизации крепи скважин, или блокирования наиболее промытых высокопроницаемых зон пласта и вовлечение в разработку участков трудноизвлекаемых запасов нефти.

Областью применения технологии является ликвидация нарушений эксплуатационной колонны в зонах с высокой и низкой проницаемостью, изоляция притока подошвенных, нижних и верхних вод, как в терригенных, так и в карбонатных пластах.

Технология может быть использована как в добывающих, так и нагнетательных скважинах независимо от вида и степени минерализации изолируемых или закачиваемых вод.

Технология обработки скважин предназначена для ограничения добычи попутной воды добывающих скважин и оптимизации режимов работ нагнетательных скважин.

Применяется для ограничения притока подошвенных, пропластковых и закачиваемых вод, изоляции заколонных перетоков добывающих скважин, ликвидации нарушений цементного кольца, а также для выравнивания профилей приёмистости и изоляции заколонных перетоков нагнетательных скважин.

Технология обработки скважин композициями на основе силиката натрия применима в условиях терригенных и карбонатных коллекторов, пластовых температур до 150 °С и удельной приёмистости скважин 0,6–5,0 $м^3/ч \cdot МПа$.

Условия применения жидкого стекла в *нефтедобывающих скважинах*:

- тип коллектора – терригенный, карбонатный;
- коэффициент нефтенасыщенности продуктивного пласта – более 50 %;
- первоначальная нефтенасыщенная часть пласта – не менее 3–4 м;
- накопленный отбор нефти – не более 15 усл. ед./м;
- проницаемость коллектора – более 0,1 $мкм^2$;
- интервал перфорации – не менее 2–3 м;
- температура пласта – 20–150 °С;
- обводнённость добываемой продукции – не лимитируется;
- плотность добываемой воды – не регламентируется;
- приёмистость скважины по воде – 0,6–5,0 $м^3/ч \times МПа$;
- отношение коэффициентов проницаемостей водного и продуктивного пластов (пропластков) – более 2;
- удалённость от нагнетательной скважины – более 600 м;
- закачка тампонирующей композиции в зону изоляции осуществляется через существующий эксплуатационный фильтр;
- башмак насосно-компрессорных труб должен быть установлен в интервале поступления воды в ствол скважины;
- давление закачки тампонирующей композиции в зону изоляции не должно превышать 10–12 МПа для девонских горизонтов и 6–8 МПа для верхних горизонтов;

• необходимый объём тампонирующей композиции – 3–5 $м^3$ на 1 м толщины изолируемой зоны пласта;

• допустимая депрессия на пласт при освоении и эксплуатации скважины после обработки – не более 6–8 МПа;

Условия применения жидкого стекла в *водонагнетательных скважинах*:

• тип коллектора – терригенный, карбонатный;

• мощность продуктивного пласта – не менее 4–5 м;

• проницаемость коллектора – не менее 0,4–0,5 $мкм^2$;

• интервал перфорации – не менее 3–4 м;

• эксплуатационная колонна выше интервала перфорации – герметична;

• приёмистость скважины по воде – 1,2–5,0 $м^3/ч \times$ МПа;

• исследован профиль приёмистости;

• величина приёмистости высокопроницаемых пропластков в 3 и более раз превышает величину приёмистости низкопроницаемых пропластков – в случае выравнивания профиля приёмистости продуктивного пласта;

• величина приёмистости водоносного пласта (не участвующего в вытеснении нефти) в 2 и более раз превышает величину приёмистости продуктивного пласта – в случае заколонной циркуляции;

• закачка тампонажной композиции в зону изоляции осуществляется через существующий фильтр;

• башмак НКТ установлен в интервале перфорации напротив «пики» максимальной приёмистости;

• давление закачки тампонирующей композиции в зону изоляции не должно превышать допустимое давление на эксплуатационную колонну;

• общий объём тампонирующей композиции, закачиваемой в зону изоляции, составляет 12–24 $м^3$.

Материалы необходимые для изоляции с помощью жидкого стекла:

• силикат натрия (стекло натриевое жидкое), силикатный модуль 2,9–4,0, плотность 1,36–1,45 $г/см^3$, вязкость при 20 °С составляет 250–400 мПа · с, температура замерзания минус 10 °С;

• натрий кремнефтористый технический (ТУ 113-08-587-86);

• триацетин технический (ТУ 7511903-571-99).

Технологический процесс ВИР с использованием жидкого стекла

Перед осуществлением технологического процесса с целью оценки параметров работы пласта, определения профиля притока или приёмистости и установления источника обводнения на скважине необходимо произвести комплекс промыслово-геофизических исследований в соответствии с РД 39-1-1190-84 «Технология промыслово-геофизических исследований при капитальном ремонте скважин».

Для оценки характера и источника обводнения следует также использовать имеющиеся по скважине материалы: первичный стандартный каротаж, историю эксплуатации, динамику обводнения, результаты анализа химического состава воды из отобранных проб, расположение скважины относительно фронта нагнетания и т.д.

Ниже приведена последовательность действий при проведении водоизоляционных работ с использованием жидкого стекла:

• промыть ствол скважины допуском НКТ до забоя и установить башмак НКТ в интервале водопритока;

• осуществить обвязку НКТ с агрегатом ЦА-320М и опрессовать нагнетательную линию на давление, в 1,5 раза превышающее предполагаемое рабочее давление;

• определить приёмистость скважины по воде с помощью агрегата ЦА-320М при установившемся устьевом давлении не выше допустимого для опрессовки эксплуатационной колонны;

• выбрать тип тампонажной композиции в соответствии с технологической схемой обработки и с учётом условий применимости самой композиции;

• определить необходимое для осуществления технологического процесса количество тампонажной композиции.

Схема обработки нефтедобывающих скважин, обводнённых подошвенной, закачиваемой и поступающей из нижней части пласта водой, включает нагнетание водоизолирующей композиции из расчёта 3 м^3 на 1 м толщины изолируемой зоны пласта и её продавливание в пласт продавочной жидкостью. Продавка осуществляется задавливанием в пласт продавочной жидкости из расчёта 1 м^3 на 1 м изолируемой зоны пласта.

В нефтедобывающих скважинах с терригенными коллекторами в качестве продавочной жидкости может служить высокоминерализованная вода (пластовая девонская вода с плотностью 1,18 г/см^3).

В скважинах с карбонатными коллекторами в качестве продавочной жидкости может служить пресная вода или растворы на углеводородной основе.

Закачка композиции производится через существующий эксплуатационный фильтр, башмак НКТ устанавливается напротив нижних перфорационных отверстий изолируемого объекта.

Режим продавки водоизолирующих композиций в пласт через существующий эксплуатационный фильтр является важным фактором, определяющим характер (селективность) проникновения композиции в водо- и нефтенасыщенные интервалы. При обработках по ограничению притока подошвенных вод скорость продавки (расход) не должна превышать приёмистость пласта по жидкости.

Технологическим критерием успешности проведённой изоляции может служить повышение давления нагнетания тампонажной композиции в зону изоляции в конце продавки в 1,2 и более раза в сравнении с начальным.

Если в процессе нагнетания композиции в зону изоляции роста давления не произошло или оно повысилось ниже, чем в 1,2 раза, то необходимо в технологическую схему обработки скважины включить забойную цементную заливку под давлением.

В случае удалённости интервала перфорации от ВНК менее 1,5 м необходимо после закачки силикатосодержащей композиции провести цементирование прежнего интервала перфорации с последующим прострелом нового (сверлящим перфоратором) из расчёта его удалённости от ВНК более 1,5 м.

Достаточное время ожидания формирования водоизолирующего экрана перед пуском скважины в работу составляет 24 часа.

Схема обработки нефтедобывающих скважин, обводнённых нижней водой (заколонный переток), включает закачку тампонирующей композиции в объёме 8–16 м^3 в зону изоляции.

Дополнительное цементирование осуществляется в тех случаях, когда рабочие депрессии в скважине при последующей эксплуатации превышают допустимые для используемых составов композиций (6–8 МПа).

В скважинах с терригенными коллекторами в качестве продавочной жидкости может служить высокоминерализованная вода. В скважинах с карбонатными коллекторами в качестве продавочной жидкости могут служить растворы на углеводородной основе или пресная вода.

Закачка композиции производится через существующий фильтр, башмак НКТ устанавливается против нижних перфорационных отверстий.

Достаточное время ожидания отверждения и формирования водоизолирующего экрана (ОЗЦ) перед пуском скважины в работу составляет 24 часа.

В таблице 3 приведена зависимость объёма закачиваемой композиции от удельной приёмистости скважины.

Таблица 3 – Зависимость объёма закачиваемой композиции от удельной приёмистости скважины

Удельная приёмистость скважины, м^3/ч × МПа	Общий объём композиции, м^3
1,2–2,0	8–12
2–3	12–16
3–4	16–20
4–5	20–24

Требования к закачиванию составов на основе жидкого стекла:

- сроки схватывания составов должны находиться в пределах 1–2 часов;

- контроль за процессом ведут по манометру цементосмесительного агрегата, при повышении давления выше допустимого на эксплуатационную колонну процесс закачивания приостанавливают, излишки материалов вымывают обратной промывкой;
- после прокачивания состава в скважину оставляют под конечным давлением и поддерживают его в течение планируемого срока отверждения жидкостекольной композиции;
- обратной промывкой произвести срезку цементного раствора;
- приподнять 100 м НКТ на безопасную зону для исключения прихвата труб;
- скважину закрыть и оставить на ОЗЦ в течение 24 часов.

Качество проведённых работ оценить либо опрессовкой до и после разбуривания цементного или силикатного моста, либо понижением уровня.

При безуспешности проведённых работ тампонирование повторить, при этом объём тампонирующей смеси установить с учётом снижения приёмистости в результате предшествующих операций.

Биополимер

Технология направлена на увеличение коэффициента нефтеотдачи, текущей добычи нефти и снижения обводнённости добываемой продукции на поздней стадии разработки за счёт выравнивания неоднородности продуктивного пласта, регулирования охвата пласта воздействием, перераспределения потоков по пласту за счёт свойств композиционного состава на основе ксантана. Технологический процесс проводят с применением стандартного нефтепромыслового оборудования.

Назначение технологии:

Неоднородность продуктивного пласта приводит к неравномерному продвижению вытесняющего агента и образованию промытых зон с низким фильтрационным сопротивлением, что, в свою очередь, способствует обводнению добывающих скважин при невыработанных запасах нефти в менее проницаемых пропластках.

Одним из способов повышения охвата нефтенасыщенных пластов заводнением является полное или частичное блокирование промытых водой высокопроницаемых зон коллектора растворами ксантановых биополимеров с индукторами гелеобразования. Благодаря регулируемой вязкости гелеобразующий состав проникает в высокопроницаемые, промытые зоны и выводит их из разработки, перераспределяя потоки пластовых флюидов в менее проницаемые зоны, обеспечивая более полное извлечение нефти из неохваченных воздействием пропластков.

Основы применения:

В качестве официального наименования технологии использовать «Ксантан» – по названию основного действующего вещества, содержащегося в закачиваемой композиции – ксантанового экзополисахарида – биополимера микробного происхождения.

Применение технологии основывается на способности растворов ксантановых биополимеров переходить в состояние высокопрочного геля под воздействием солей поливалентных металлов (хром, алюминий, железо и др.), что приводит к селективной изоляции высокопроницаемых пропластков. Для реализации технологического процесса используются разбавленные водные растворы ксантана, образующие сшитые структуры при добавлении индукторов гелеобразования в течение 8–10 сут.

Важнейшими технологическими свойствами ксантана, обуславливающими его применимость для повышения нефтеотдачи пластов, являются:

- регулируемая вязкость рабочих растворов и высокая проникающая способность позволяют закачивать ксантан на требуемую глубину;
- сохранение реологических свойств в широком диапазоне температур (до 1000 °С), pH, давлении, минерализации (до 200 г/л);
- для растворов характерна высокая вязкость при малых скоростях сдвига и низкая вязкость при высоких скоростях сдвига;
- низкие адсорбционные качества в пластовых условиях;
- высокая стойкость к механической деструкции, солестойкость;
- длительная стабильность геля в условиях постоянного контакта с пресной и минерализованной водой (до 24 месяцев);
- устойчивость раствора ксантана и геля к биодеградации;
- отсутствие коррозионной активности.

Перераспределение фильтрационных потоков и увеличение охвата пласта заводнением путём воздействия растворами ксантановых биополимеров со сшивающими агентами доказано лабораторными исследованиями на моделях неоднородного пласта.

Выводы и рекомендации

Проведение водоизоляционных работ в большинстве случаев связано с перекрытием отдельных пластов и их интервалов или ликвидацией путей сообщения скважины с другими пластами, являющимися в нефтяных скважинах источниками притока пластовой воды.

Наиболее распространёнными методами борьбы с водопроявлениями являются жидкое стекло и биополимеры. Анализ показал, что жидкое стекло (силикат натрия) применять намного эффективнее, чем биополимеры и оно имеет ряд преимуществ:

- высокие водоизолирующие свойства;
- экологическая чистота в применении;
- негорючесть и нетоксичность;
- применяется как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах;
- применимы в условиях как терригенных, так и карбонатных коллекторов;
- температура пласта 20–150 °С;
- обводнённость добываемой продукции – не лимитируется;
- температура замерзания минус 10 °С;
- небольшие затраты.

Для оценки качества водоизоляционных работ по отключению отдельных пластов и ликвидации нарушений обсадных колонн используется определение герметичности колонны опрессовкой и снижением уровня.

Согласно этой формуле, относительное содержание воды в продукции скважины не зависит ни от степени вскрытия пласта, ни от депрессии, а является функцией соотношения толщин водо- и нефтенасыщенных частей пласта, их проницаемости и вязкости жидкостей.

В условиях резкой неоднородности продуктивных пластов по проницаемости и свойств насыщающих жидкостей значительные запасы нефти отбираются в водный период эксплуатации добывающих скважин. При обводнённости извлекаемой жидкости свыше 96–98 % эксплуатация скважин экономически нецелесообразна, они или исключаются из разработки, или проводятся водоизоляционные работы. Исходя из этого, основная задача всех методов воздействия на пласт, направленных на повышение нефтеотдачи, сводится к обеспечению максимального отбора нефти до момента полного обводнения продукции добывающих скважин. Следует учесть, что 50–70 % балансовых запасов нефти остаются неизвлечёнными из недр в виде менее проницаемых пропластков и линз из-за преждевременного прорыва воды или другого нефтевытесняющего агента по узким высокопроницаемым зонам.

Большая нефтепромысловая практика применения методов ограничения притока вод в скважины показала возможность успешного выравнивания проводимости пластов за счёт повышения фильтрационного сопротивления обводнённых зон с применением водоизолирующих материалов и других средств. Однако недостаточная изученность механизма действия методов ограничения притока вод в добывающие скважины и движения в пластах привела к недооценке роли их в системе разработки нефтяного месторождения, чем можно объяснить отсутствие высокоэффективных методов воздействия на обводнённые пласты на поздней стадии их эксплуатации – при отборе не более 30–50 % запасов нефти.

Регулирование процесса разработки в условиях прогрессирующего обводнения необходимо вести в двух взаимосвязанных направлениях:

1) снижение обводнённости продукции скважин за счёт вовлечения в более интенсивную разработку слабопроницаемых пластов, а также широкого внедрения средств по ограничению притока вод к забоям добывающих скважин и движения их по обводнённым зонам;

2) обеспечение полноты выработки запасов обводнившихся пластов путём отбора большого количества жидкости.

Ограничение притока воды в добывающие скважины на промыслах осуществляется под обобщённым названием РИР. Влияние их на нефтеотдачу изучено недостаточно, и они рассматриваются как метод интенсификации добычи нефти из обвод-

нённых скважин. Дифференциация их по функциональному назначению в технологических процессах показала следующее.

В зависимости от факторов, обусловливающих преждевременное обводнение скважин, ремонтно-изоляционные работы делятся на две большие группы. В первую группу входят работы по восстановлению технического состояния крепи скважины с целью предотвращения поступления посторонних вод из пластов, удалённых от продуктивного (герметизация колонн, восстановление целостности цементного кольца в заколонном пространстве и др.). Входящие в данную группу РИР позволяют повысить коэффициент эксплуатации скважины как капитального сооружения и способствуют интенсификации добычи нефти. Ко второй группе относятся работы, связанные с ограничением притока воды непосредственно из послойно-неоднородного продуктивного пласта. При этом применяют методы, позволяющие отключить обводнённый пласт или пропласток из разработки либо снизить проницаемость обводнённых зон для воды. Первые способы применяются в литологически неоднородных пластах, т.е. когда в продуктивном объекте смежные пласты достаточно надёжно обособлены друг от друга непроницаемыми пропластками.

Литература

1. Анализ эффективности ремонтных работ на скважинах Югидского месторождения / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 2. – С. 109–137.
2. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российской нефтегазовой отрасли // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2007. – № 2. – С. 35–40.
3. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российского нефтегазового дела // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 5. – С. 19–28.
4. Водоизоляция и ликвидация межколонных перетоков в скважинах Оренбургского месторождения / Ф.А. Гусейнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 6. – С. 120–121.
5. Демидова П.И. Моделирование процесса ограничения водопритока с применением тампонажных растворов / П.И. Демидова, А.В. Липатов // Булатовские чтения. – 2023. – Т. 1. – С. 325–327.
6. Жарикова Н.Х. Анализ проведения геолого-технических мероприятий на Береговом нефтегазоконденсатном месторождении / Н.Х. Жарикова, Л.Г. Кусова, И.Д. Лаптинова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 4. – С. 310–324.
7. Эффективность ремонтно-изоляционных работ в газовых сеноманских скважинах Уренгойского НГКМ / Г.А. Ланчаков [и др.] // Газовая промышленность. – 2008. – № 6 (618). – С. 48–51.
8. Ремонтно-изоляционные работы в газовых скважинах сеноманской залежи Уренгойского месторождения / Г.А. Ланчаков [и др.] // Нефть, газ и бизнес. – 2008. – № 11. – С. 40–52.
9. Ланчаков Г.А. О материалах для ремонтно-изоляционных работ газовых и нефтяных скважин / Г.А. Ланчаков, Р.А. Ивакин, В.Г. Григулецкий // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2011. – № 2(7). – С. 52–68.
10. Нешков А.И. Анализ текущего состояния разработки Северо-Хоседаюского нефтяного месторождения / А.И. Нешков, О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Технические и технологические системы: Материалы XIII Международной научной конференции (23–25 ноября 2022 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2022. – С. 346–352.
11. Савенок О.В. Анализ обводнённости и методы ограничения водопритоков в нефтегазодобывающих скважинах месторождений острова Сахалин / О.В. Савенок, Н.М. Лешкович, В.И. Мажник // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 255–260.
12. Савенок О.В. Оценка эффективности применения водопоглощающих смол для изоляции макропор и выравнивания фронта вытеснения нефти / О.В. Савенок, Л.В. Поварова, А.С. Аванесов // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 179–183.
13. Савенок О.В. Анализ причин снижения нефтеотдачи на Западно-Хоседаюском месторождении и рекомендации для внедрения геолого-технических мероприятий / О.В. Савенок, Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 290–298.
14. Свалов А.М. Механизмы обводнения газовых залежей / А.М. Свалов, В.Г. Григулецкий // Газовая промышленность. – 2008. – № 6(618). – С. 26–30.
15. Сезар Л.А. Анализ эффективности применения технологий водоизоляционных работ в продуктивных пластах Южно-Ягунского месторождения / Л.А. Сезар, Т.Б. Очередько, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 208–236.

16. Цымбал А.В. Анализ изоляции водопритока вязкими упругими составами на каменноугольной залежи Возейского нефтяного месторождения / А.В. Цымбал, О.В. Савенок // Прикладные вопросы точных наук: материалы V Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и преподавателей (30–31 октября 2021 года, г. Армавир). – Армавир : Армавирский государственный педагогический университет, 2021. – С. 213–217.
17. Фаттахов И.Г. Методология расчёта для построения дизайна ремонтно-изоляционных работ / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Хуснутдинова // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 319–323.
18. Перспективы применения методов повышения нефтеотдачи пластов на Полярном нефтяном месторождении на основе анализа эффективности применяемых методов на месторождениях-аналогах / С.И. Шиян [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 3(639). – С. 9–18.

References

1. Analysis of the efficiency of repair work at the wells of the Yugid field / D.A. Berezovsky [et al.] // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 2. – P. 109–137.
2. Griguletsky V.G. Flooding of fields is a fundamental issue of the modern Russian oil and gas industry // Technologies of the fuel and energy complex. – 2007. – № 2. – P. 35–40.
3. Griguletsky V.G. Flooding of fields is a fundamental issue of the modern Russian oil and gas business // Oil, gas and business. – 2007. – № 5. – P. 19–28.
4. Water isolation and elimination of inter-casing flows in wells of the Orenburg field / F.A. Guseinov [et al.] // Oil industry. – 2005. – № 6. – P. 120–121.
5. Demidova P.I. Modeling the process of limiting water inflow using cement slurries / P.I. Demidova, A.V. Lipatov // Bulatovskie readings. – 2023. – Vol. 1. – P. 325–327.
6. Zharikova N.Kh. Analysis of geological and technical measures at the Beregovoye oil and gas condensate field / N.Kh. Zharikova, L.G. Kusova, I.D. Laptinova // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2022. – № 4. – P. 310–324.
7. Efficiency of repair and insulation works in Cenomanian gas wells of the Urengoy oil and gas condensate field / G.A. Lanchakov [et al.] // Gas industry. – 2008. – № 6(618). – P. 48–51.
8. Repair and insulation work in gas wells of the Cenomanian deposit of the Urengoy field / G.A. Lanchakov [et al.] // Oil, gas and business. – 2008. – № 11. – P. 40–52.
9. Lanchakov G.A. On materials for repair and insulation works of gas and oil wells / G.A. Lanchakov, R.A. Ivakin, V.G. Griguletsky // Scientific and technical collection News of gas science. – 2011. – № 2(7). – P. 52–68.
10. Neshkov A.I. Analysis of the current state of development of the Severo-Khosedayuskoye oil field / A.I. Neshkov, O.V. Savenok, L.G. Kusova // Technical and technological systems: Materials of the XIII International scientific conference (November 23–25, 2022, Krasnodar). – Krasnodar : OOO «Izdatelskiy Dom – Yug», 2022. – P. 346–352.
11. Savenok O.V. Analysis of water cut and methods of limiting water inflows in oil and gas producing wells of Sakhalin Island fields / O.V. Savenok, N.M. Leshkovich, V.I. Mazhnik // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 255–260.
12. Savenok O.V. Evaluation of the efficiency of using water-absorbing resins for isolating macropores and leveling the oil displacement front / O.V. Savenok, L.V. Povarova, A.S. Avanesov // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 179–183.
13. Savenok O.V. Analysis of the reasons for the decline in oil recovery at the Zapadno-Khosedayuskoye field and recommendations for the implementation of geological and technical measures / O.V. Savenok, E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Bulatovskie readings. – 2022. – Vol. 1. – P. 290–298.
14. Svalov A.M. Mechanisms of flooding of gas deposits / A.M. Svalov, V.G. Griguletsky // Gas industry. – 2008. – № 6(618). – P. 26–30.
15. Cesar L.A. Analysis of the efficiency of applying water shutoff technologies in productive formations of the South-Yagunskoye field / L.A. Cesar, T.B. Ocheredko, O.V. Savenok // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 3. – P. 208–236.
16. Tsymbal A.V. Analysis of water influx isolation with viscous elastic compositions in the coal deposit of the Vozei oil field / A.V. Tsymbal, O.V. Savenok // Applied issues of exact sciences: materials of the V International scientific and practical conference of students, graduate students and teachers (October 30–31, 2021, Armavir). – Armavir : Armavir State Pedagogical University, 2021. – P. 213–217.
17. Fattakhov I.G. Calculation methodology for constructing a design for repair and insulation works / I.G. Fattakhov, R.R. Khusnutdinova // Bulatovskie readings. – 2022. – Vol. 1. – P. 319–323.
18. Prospects for the application of enhanced oil recovery methods at the Polar oil field based on the analysis of the effectiveness of the methods used at similar fields / S.I. Shiyan [et al.] // Oil field business. – 2022. – № 3(639). – P. 9–18.