

627.276.6
С24

В.М.Светлицкий, П.Н.Демченко, Б.В.Зарицкий

ПРОБЛЕМЫ
УВЕЛИЧЕНИЯ
ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ
СКВАЖИН

В.М.Светлицкий

П.Н.Демченко

Б.В.Зарицкий

**ПРОБЛЕМЫ
УВЕЛИЧЕНИЯ
ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ
СКВАЖИН**

Киев - 2002

ББК 33.131
С24
УДК 622.276.6

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор Р.С. Яремийчук
(Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа);
доктор технических наук, профессор С.П. Шевчук
(Национальный технический университет Украины "Киевский политехнический институт").

С24 Светлицкий В.М., Демченко П.Н., Зарицкий Б.В.

Проблемы увеличения производительности скважин. - Киев: Вид. Паливода А.В., 2002. - 228 с.

ISBN 966-8037-09-X

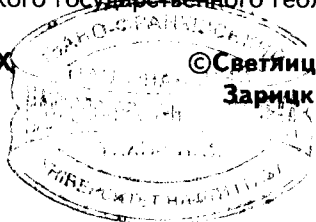
Монография посвящена проблемам стимулирования притоков углеводородов в условиях снижения продуктивности призабойной зоны пластов и обводнения скважин. В ней изложены результаты аналитических и лабораторных исследований условий формирования и удаления парафинистых отложений в пористой среде пород, слагающих продуктивные пласты. Приведены модельные исследования процессов изоляции и ограничения притока вод в добывающие скважины. Исследованы причины снижения продуктивности добывающих и нагнетательных скважин в процессе их эксплуатации и предложены методы ее восстановления и увеличения путем применения в качестве воздействующих агентов кислотных композиций на основе дисперсных систем нитрата карбамида. Приведены результаты промысловых работ по удалению парафинистых отложений из призабойной зоны продуктивных пластов, интенсификации работы скважин кислотными композициями на основе нитрата карбамида и работ по ограничению притока воды в скважины водоизолирующими композициями на основе магнитоактивных веществ с использованием скважинного генератора магнитного поля.

Предназначена для инженерно-технических работников нефтяной и газовой промышленности, специалистов научно-исследовательских и проектных институтов, студентов ВУЗов.

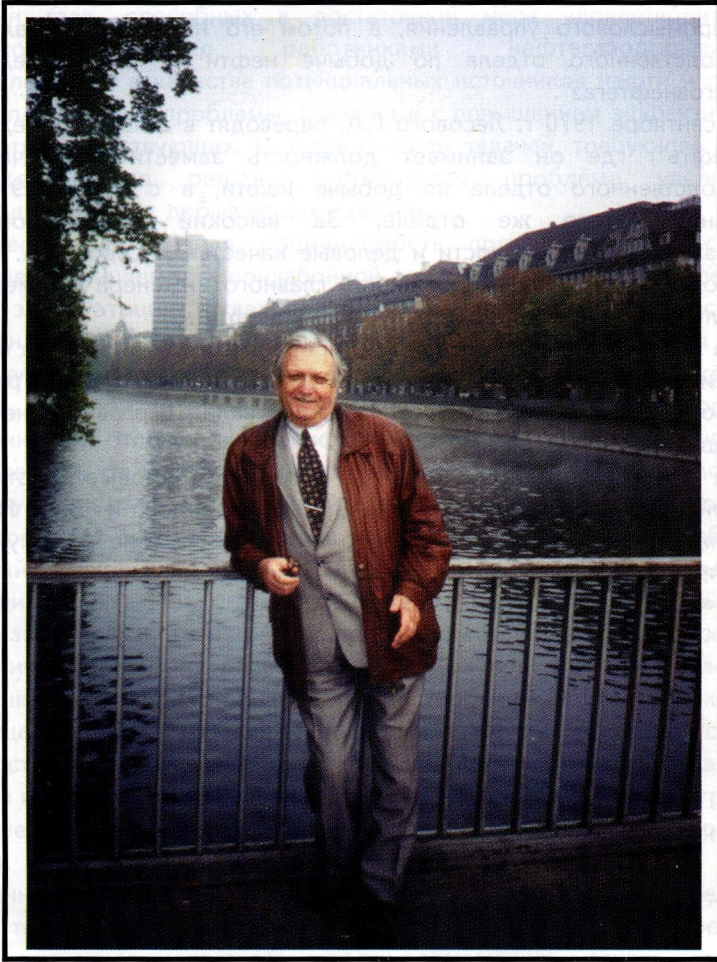
Рекомендовано к публикации ученым советом Полтавского отделения Украинского государственного геологоразведочного института

ISBN 966-8037-09-X

© **Светлицкий В.М., Демченко П.Н.,
Зарицкий Б.В., 2002**



*Светлой памяти
Выдающегося нефтяника
ЛЕСОВОГО ГЕОРГИЯ АНТОНОВИЧА
посвящается*



Лесовой Георгий Антонович родился 23 января 1934 года в с.Опарипсы Красноармейского района Ровенской области в семье служащего.

В 1957 году закончил Львовский политехнический институт по специальности - разработка нефтяных и газовых месторождений. Свой трудовой путь в нефтедобывающей области начал в системе объединения "Пермнефть". Здесь он работал оператором по добыче нефти и газа,

мастером по добыче нефти и газа, заведующим химической лабораторией и начальником цеха поддержания пластового давления нефтепромыслового управления "Полазнанефть".

В дальнейшем его трудовой путь связан с Укрнефтью. С февраля 1968 года Лесовой Г.А. работает в объединении "Черниговнефтегаз", где вначале работал на должности начальника цеха Гнединцевского нефтепромыслового управления, а потом его назначают начальником производственного отдела по добыче нефти и газа объединения "Черниговнефтегаз".

В сентябре 1970 г. Лесового Г.А. переводят в аппарат объединения "Укрнефть", где он занимает должность заместителя начальника производственного отдела по добыче нефти, а с марта 1971 г. - начальника этого же отдела. За высокий профессионализм, организаторские способности и деловые качества Лесовой Г.А. в июне 1976 года выдвигается на должность главного инженера - заместителя генерального директора объединения "Укрнефть".

На этой должности Лесовой Г.А. проработал почти 20 лет и проявил глубокие инженерные знания, принципиальность в решении производственных вопросов, внес весомый вклад в развитие нефтяной промышленности Украины.

За самоотверженную работу, весомые трудовые достижения Лесовой Г.А. награжден орденами "Дружбы народов" и "Знак Почета", многими медалями, ему присвоено почетное звание "Заслуженный работник промышленности Украины", "Почетный нефтяник".

28 сентября 1996 года Лесовой Г.А. умер.

Введение

Увеличение объемов добычи нефти и газа является главной задачей, которая стоит перед работниками топливноэнергетической отрасли как Украины, так и всего мира. В условиях отсутствия новых месторождений нефти и газа, способных в достаточной мере удовлетворить эти потребности, перед работниками нефтегазодобывающей промышленности в качестве потенциальных источников нефти и газа на первый план встают проблемы, связанные с повышением эффективности разработки существующих. И здесь главной задачей, требующей своего незамедлительного решения, становится проблема увеличения производительности добывающих скважин.

Естественная низкая проницаемость продуктивных пластов и снижение проницаемости призабойной зоны при вскрытии и освоении, а также эксплуатации скважин, обуславливают необходимость ее увеличения и восстановления. Кроме того, значительная доля извлекаемых нефтей относится к высокопарафинистым, добыча которых связана со значительными трудностями из-за формирования парафинистых отложений в лифтовых трубах и нефтепромысловом оборудовании. На некоторых месторождениях парафинистые отложения формируются и в призабойной зоне продуктивных пластов при форсированных отборах флюидов из скважин со снижением забойных давлений ниже давления насыщения нефти газом. Обводнение продукции добывающих скважин также в значительной мере сказывается на производительности и требует проведения мероприятий по изоляции и ограничению притока пластовых и чуждых вод. Все это приводит к снижению эффективности разработки месторождений и работы скважин.

Существующее в настоящее время многообразие методов и средств для восстановления и увеличения производительности скважин, а также методов изоляции и ограничения водопритокров указывает на то огромное внимание, которое уделяют исследователи решению этих проблем. Однако, несмотря на это, в этих вопросах остается еще много нерешенных задач, требующих своего незамедлительного решения. Кроме того, как известно, в каждом конкретном случае процессы, приводящие к снижению продуктивности добывающих скважин, протекают по-своему, поэтому методы и средства, необходимые для ее восстановления и увеличения, в определенной степени, индивидуальны. Все это требует проводить прикладные исследования с использованием моделей максимально приближенных к натуре. И, наконец, если учесть то, что потребность в энергоресурсах, в частности, в нефти и газе, возрастают, а новых мощных их источников открывается все меньше и меньше, то актуальность и своевременность рассматриваемых в настоящей работе проблем становится очевидной и бесспорной.

В монографии освещены вопросы, связанные с изучением и

обобщением современных представлений об основных причинах, вызывающих снижение производительности скважин, а также методах ее восстановления и увеличения. Обоснованы, насколько это возможно, новые направления повышения производительности скважин путем использования дисперсных систем, физических полей и технологических приемов. Основываясь на результатах аналитических и лабораторных исследованиях, а также опытно-промышленными работами подтверждена эффективность новых технологий увеличения производительности скважин в различных горно-геологических условиях.

Авторы выражают глубокую благодарность и признательность рецензентам за плодотворное обсуждение материалов монографии.

1. Основные причины, вызывающие снижение производительности скважин

В процессе разработки месторождений нефти и газа с момента строительства скважин и в процессе их эксплуатации проявляются различные факторы, приводящие к снижению их продуктивности. В сложных горно-геологических условиях эти факторы значительно усиливают свое влияние, что приводит к резкому снижению производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Основными факторами, обуславливающими снижение производительности скважин в различных горно-геологических условиях, приводящих к существенному снижению добычи нефти и газа, являются высокие фильтрационные сопротивления в призабойной зоне пласта и приток пластовых и чуждых вод. Поэтому постараемся более детально рассмотреть влияние именно этих факторов на производительность скважин и методы их устранения.

Как известно, высокие фильтрационные сопротивления в призабойной зоне пласта могут быть обусловлены его характеристиками, способами вскрытия и освоения, а также факторами, вызывающими частичную или полную закупорку поровых каналов, ухудшающих проницаемость пласта при эксплуатации скважин [1]. Поэтому далее рассмотрим влияние различных факторов на состояние призабойной зоны продуктивных пластов и, как следствие, на продуктивность скважин.

Все существующие методы повышения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин направлены либо на снижение гидравлических сопротивлений в призабойной зоне продуктивного пласта, либо на увеличение депрессии на пласт. Для снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне продуктивного пласта, в зависимости от причин их вызывающих, применяют различные методы воздействия, из которых наиболее широко распространены кислотные обработки и воздействие органическими растворителями. Для увеличения депрессии на пласт применяют различного вида методы ограничения притока воды в скважины. Далее будут более детально рассмотрены эти методы для выбора наиболее эффективных направлений исследований.

1.1. Влияние геолого-физических особенностей продуктивных пластов на производительность скважин

Коллекторы нефти и газа сложены, в основном, терригенными, карбонатными, глинистыми или гидрохимическими осадочными горными породами. Эффективная пористость и проницаемость этих пород колеблется в широких пределах и составляет 2-35% и 0,0005-20,0 *мкм*² соответственно.

Плотность воздушно-сухой ненасыщенной породы составляет $1,7-2,9 \text{ г/см}^3$. Гранулометрический состав нефтегазосодержащих пород характеризуется фракциями $0,01-1,0 \text{ мм}$. Содержание цемента в них колеблется от долей единицы до 50% . Размер поровых каналов, по которым возможно течение флюидов, превышает 1 мкм [2].

При плоскорадиальном течении в продуктивном пласте поверхность фильтрации по мере приближения к скважине уменьшается, а линейная скорость возрастает. Вследствие этого увеличивается фильтрационное сопротивление [1]. В высокопроницаемых пластах это сопротивление не оказывает столь большого влияния на получение достаточно высокой продуктивности скважин. Напротив, в низкопроницаемых пластах это может обусловить весьма низкие дебиты, особенно в пластах с низкими значениями пластового давления, где невозможно создание больших депрессий на пласт.

Низкие коллекторские свойства продуктивных пластов обусловлены не только их литологическим и гранулометрическим составом, но связаны в достаточно большой степени с особенностями структуры порового пространства коллектора [3].

Изучение пород в шлифах показало, что связь проницаемости со средними размерами пор (пустотными расширениями) у карбонатных пород отсутствует, в то время как для терригенных имеет место тесная корреляционная связь этих параметров (коэффициент корреляции составляет $0,83$).

Важная характеристика структуры порового пространства, определяющая капиллярные силы, действующие на изолированную глобулу нефти, - отношение среднего размера пор к среднему размеру поровых каналов. Это отношение для изученных в шлифах карбонатных пород с проницаемостью $0,008-2,550 \text{ мкм}^2$ изменяется от $3,1$ до $7,1$, а для терригенных пород проницаемостью $0,05-4,75 \text{ мкм}^2$ - от 2 до 4 . Причем, если для карбонатных пород отмечается уменьшение этого параметра с увеличением проницаемости, то для терригенных этой связи практически не наблюдается.

Микроохват пустотного пространства коллектора процессом нефтевытеснения в значительной степени зависит от характера распределения поровых каналов по размеру [4]. По данным капиллярметрии установлено, что карбонатные коллекторы обладают большей неоднородностью, чем терригенные.

Из всего выше изложенного следует, что геолого-физические особенности коллекторов нефти и газа в значительной мере влияют на продуктивность скважин. Естественно низкие значения фильтрационных характеристик продуктивных пластов обуславливаются не только низкими емкостными параметрами, но и в значительной степени структурой порового пространства. Поэтому, изменяя эти параметры в процессе воздействия на призабойную зону продуктивного пласта, можно в значительной мере повысить производительность скважин.

1.2. Снижение фильтрационных характеристик призабойной зоны при вскрытии, освоении и эксплуатации скважин

При вскрытии, освоении и эксплуатации продуктивных пластов происходит снижение фильтрационных характеристик призабойной зоны, обусловленное различными факторами [1, 2, 5-16]. Согласно работам Амияна В.А., Балакирова Ю.А., Бойко В.С., Горбунова А.Т., Газизова А.Ш., Гуньки Н.Н., Зайцева Ю.В., Яремийчука Р.С., и многих других авторов [5-8, 11, 15-18] во время вскрытия, освоения и эксплуатации скважин происходит: проникновение глинистых частиц из бурового раствора в поровые каналы призабойной зоны продуктивного пласта; проникновение в пористую среду воды, фильтруемой из бурового раствора; формирование глинистой корки на поверхности ствола скважины; набухание глинистых компонентов коллектора; образование стойких водонефтяных эмульсий; образование нерастворимых осадков сульфата кальция, железа, бария, гидроксидов кальция, магния и др.; формирование органических и неорганических осадков при фильтрации пластовых флюидов и воздействующих агентов.

Корка, формирующаяся на стенках ствола скважины, состоит из твердых частиц бурового раствора, размеры которых намного больше размеров поровых каналов продуктивного пласта, и, следовательно, не проникающих в них. Толщина корки зависит от соотношения размеров частиц глинистого раствора и пор вскрытого продуктивного пласта, объема фильтруемой воды, содержания твердых частиц в буровом растворе и так далее [1].

Проникновение глинистых частиц бурового раствора в призабойную зону происходит тогда, когда размеры каналов и трещин в пласте значительно превышают размеры твердых частиц, находящихся в растворе во взвешенном состоянии. В таких случаях процесс освоения скважины намного осложняется и требует очистки призабойной зоны продуктивного пласта от глинистого раствора. Так, исследованиями Ю.А.Балакирова [6] установлено, что при проницаемости продуктивного пласта $0,035-0,051 \text{ мкм}^2$ он вскрывается почти без ухудшения фильтрационных свойств, а с увеличением проницаемости качество вскрытия ухудшается. Наиболее низкое качество вскрытия характерно для пластов с проницаемостью от $0,255 - 0,285$ до $0,612-0,714 \text{ мкм}^2$. При дальнейшем увеличении проницаемости качество вскрытия опять постепенно ухудшается.

Проникновение фильтрата бурового раствора в пласт происходит в том случае когда размеры поровых каналов намного меньше размеров твердых частиц, диспергированных в растворе. В этом случае породы, слагающие продуктивную толщу, ведут себя как фильтр. Глубина проникновения фильтрата в основном зависит от репрессии давления на продуктивный пласт, проницаемости коллектора и глинистой корки,

времени контакта раствора с пластом, пористости коллектора, свойств раствора и может достигать 3 м [5, 10, 13]. Фильтрация воды из бурового раствора происходит при низком содержании в нем коллоидных частиц и при попадании в него загрязняющих агентов, которые преобразуют натриевые глины в трудно диспергируемые кальциевые, а также в случае несоответствия показателя рН (очень высокий или очень низкий) [1]. Вода, фильтруемая из глинистого раствора в продуктивный пласт, ухудшает его фильтрационные свойства вследствие закупорки поровых каналов породы или набухания и диспергирования глинистых минералов. Набухание глин в продуктивном пласте представляет собой сложное явление, которое возникает в тех случаях, когда нарушается равновесие между глиной и пластовой водой в результате проникновения в пласт пресной воды или воды другой минерализации. Это выражается в снижении проницаемости призабойной зоны продуктивного пласта и, как следствие, в снижении продуктивности скважины.

Одновременно с набуханием при контакте с пресной водой (или с водой, минерализация которой отличается от пластовой) происходит и диспергирование глинистых минералов на одно- или многокристаллические частицы. Дисперсные частицы перемещаются вместе с жидкостью до тех пор, пока не встретятся поры с меньшими размерами, где частицы осаждаются, блокируя поровые каналы в продуктивном пласте и создавая так называемый клапанный эффект [1, 9].

При проведении операций по текущему или капитальному ремонту скважин происходит воздействие различными агентами, в том числе и на водной основе, на призабойную зону продуктивного пласта. Возможность выпадения из них посторонних примесей и проникновение воды в поровое пространство продуктивного пласта создает те же осложнения, о которых говорилось выше в связи с фильтратом бурового раствора (блокирование водой, набухание глин). Кроме того, при использовании в качестве воздействующих на призабойную зону агентов различного химического состава и физико-химического состояния, появляется опасность формирования отложений этих веществ в поровом пространстве.

В процессе эксплуатации скважин возможен приток пластовых вод, из которых в призабойной зоне, при нарушении термодинамических равновесий, возможно формирование отложений солей и дисперсных частиц породы, слагающей продуктивный пласт, что, в свою очередь, приводит к снижению продуктивности [19]. Одновременно с появлением воды в призабойной зоне может образовываться водонефтяная эмульсия, которая блокирует зону пласта у перфорационных отверстий. Диспергированные частицы, которые мигрируют через поры, увеличивают стабильность водонефтяной эмульсии и еще больше снижают продуктивность скважин.

1.3. Термобарические условия залежей и призабойных зон продуктивных пластов

Нефтяные месторождения Внутренней зоны Предкарпатского прогиба имеют весьма сложное геологическое строение и характеризуются следующими особенностями: существенно различные глубины залегания; многопластовость и большой этаж нефтеносности, значительная толщина залежей, низкое значение физических параметров коллекторов, тектоническая экранированность и, в большинстве случаев, гидродинамическая замкнутость.

Кроме того, пластовые нефти месторождений Прикарпатья также имеют ряд отличительных свойств: высокая газонасыщенность, низкая степень пережарки, значительное содержание парафинов, смол и асфальтенов, существенное изменение физико-химических свойств в различных залежах и в пределах одной залежи.

Изложенное указывает на то, что термобарические условия нефтяных месторождений Прикарпатья изменяются в широком диапазоне как в целом по месторождениям, так и в пределах одной залежи. Кроме того, в процессе вскрытия и освоения продуктивных пластов, а также эксплуатации скважин, термобарические условия и фазовые равновесия в призабойных зонах также могут существенно изменяться. Поэтому необходимость определения влияния термобарических условий нефтяных залежей и призабойных зон продуктивных пластов на процесс формирования парафинистых отложений очевидна. Для этих исследований использовались промысловые данные по замерам пластовых давлений и температур в скважинах, вышедших из бурения, результаты лабораторного изучения свойств и состава пластовых и сепарированных нефтей. Были использованы также данные, имеющиеся в проектах разработки и подсчетах запасов по месторождениям.

При определении средних значений параметров пластов по каждой залежи определялась средняя глубина залегания продуктивного пласта и к этой глубине приводились значения всех параметров.

В таблице 1.1 приведены средние начальные значения параметров пластов и пластовых нефтей для основных месторождений Прикарпатья.

Как видно из таблицы, основные параметры пластов и пластовых нефтей колеблются в широких пределах. Так, начальное пластовое давление для различных залежей изменяется от 15,7 до 47,8 МПа, а пластовая температура от 38 до 89 °С. Столь же существенные изменения претерпевают и такие параметры пластовой нефти, как давление насыщения, газосодержание, содержание в нефти парафинов, смол, асфальтенов и другие.

В пределах отдельных месторождений Прикарпатья также наблюдаются значительные изменения термобарических условий. Так,

разница начального пластового давления и температуры в различных частях месторождений достигает величины порядка 10,0 МПа и 25 °С [20]. В частности, для Битковского нефтяного месторождения величины начального пластового давления и температуры в сводовой и приконтурной частях залежи составляли соответственно 24,7-28,9 МПа и 49-63 °С, а для менилитовой залежи Долинского месторождения эта разница еще больше: 25,2-34,8 МПа и 54-82 °С.

Таблица 1.1

**НАЧАЛЬНЫЕ ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ОСНОВНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИКАРПАТЬЯ**

№ п/п	Месторождение, залежь	Средняя глубина залегания, м	Пластовое давление, МПа	Давление насыщения, МПа	Пластовая температура, °С	Температура насыщения, °С	Недонасыщенность нефти парафином, °С
1.	Луквинское - <i>MI</i>	1400	15,7	15,7	38	35	3
2.	Гвиздецкое - <i>MI</i>	1750	28,9	27,5	45	38	7
3.	Спасское - <i>MI</i>	1750	15,4	13,5	44	33	11
4.	Гвиздецкое - <i>Ec</i>	1950	30,0	27,1	54	42	12
5.	Битковское - <i>MI</i>	2000	27,0	27,0	57	45	12
6.	Попельское - <i>MI</i>	2200	27,0	23,0	59	54	5
7.	Пневское - <i>MI</i>	2300	34,8	30,0	60	23	37
8.	Долинское - <i>MI</i>	2350	30,4	24,5	67	34	33
9.	Струтыньское - <i>MI</i>	2400	26,3	22,0	60	32	28
10.	Бориславское (поднадвиг) - <i>MI</i>	2400	32,4	24,5	66	45	21
11.	Быстрицкое - <i>MI</i>	2500	22,3	17,1	47	35	12
12.	Долинское - <i>Ec</i>	2600	31,9	27,5	75	32	43
13.	Струтыньское - <i>Ec</i>	2650	28,8	26,5	65	34	31
14.	Северо-Долинское - <i>MI</i>	2660	34,3	34,3	72	30	42
15.	Северо-Долинское - <i>Ec</i>	2800	35,0	35,0	80	18	62
16.	Северо-Долинское - <i>Im</i>	3500	47,8	15,0	89	47	42

Для нефтяных месторождений Прикарпатья характерно также закономерное утяжеление нефтей в направлении от свода к крыльям, сопровождающееся увеличением содержания парафина, силикагелевых

смола, асфальтенов и уменьшением выхода легких фракций, выкипающих до 200 °С. В результате гравитационной дифференциации углеводородов, наблюдаемой в нефтях и растворенных газах, происходит закономерное уменьшение коэффициента растворимости и увеличение температуры насыщения пластовой нефти парафином в направлении от сводовых к периферийным частям залежей. Так, для Битковского нефтяного месторождения содержание парафино-смолистых веществ изменяется по продольной оси складки "Глубинная" от 25,53 % в своде до 28,77 % на крыльях, а в направлении поперечной оси - от 25,53 % до 32,00 % соответственно в своде и на крыльях.

В процессе вскрытия, освоения и разработки продуктивных пластов, а также нефтяных месторождений Прикарпатья, особенно на режимах растворенного газа, имеет место определенное изменение термодинамических условий и фазовых равновесий в призабойных зонах добывающих скважин [17, 21, 22, 23].

Так, по данным В.С.Бойко и Г.Д.Савенкова, приведенным в работе [21], при вскрытии продуктивных пластов происходит охлаждение призабойной зоны, причем, охлаждение ниже температуры насыщения нефти парафином ограничивается радиусом 0,4-0,6 м. При этом принято, что радиус охлаждения призабойной зоны продуктивного пласта одинаков по всей его мощности. Кроме того, в процессе освоения происходит значительное изменение термодинамических условий и фазовых равновесий в призабойной зоне. Г.Д.Савенков и В.С.Бойко указывают в работе [22], что образование парафиновой структуры влечет за собой необходимость создания значительного начального градиента сдвига при освоении скважин, что возможно лишь при создании больших депрессий на продуктивный пласт. В связи с тем, что создание таких депрессий не всегда возможно, скважины в пределах залежей с высокопарафинистыми нефтями осваиваются с низкими дебитами. Р.С.Яремичуком в работе [17] показано, что в процессе вскрытия продуктивных пластов температурное поле охлаждения призабойной зоны в кровле и подошве различно. В таблице 1.2, составленной по материалам Р.С.Яремичука с дополнениями автора [17], приведены результаты обработки расчетных данных с максимальных (на кровле продуктивного пласта) и минимальных (в подошве продуктивного пласта) радиусах охлаждения призабойной зоны ниже температуры насыщения нефти парафином. Анализ данных, приведенных в таблице 1.2 показывает, что размеры зон формирования парафинистых отложений ряда месторождений Прикарпатья различны, в зависимости от температурных депрессий, а также физико-химических и физических свойств нефтей.

При эксплуатации нефтяных скважин в призабойной зоне продуктивных пластов возможно определенное изменение термодинамических условий, влекущее за собой формирование

парафинистых отложений, в низкопроницаемых коллекторах депрессия на пласт зачастую достигает 10,0 и более *МПа*. Поэтому при снижении давления на забое добывающей скважины ниже давления насыщения в призабойной зоне вместе с частично разгазированной нефтью движется свободный газ, что приводит к ощутимому снижению температуры пластовых флюидов за счет дросселирования газа (повышение температуры нефти за счет эффекта Джоуля-Томсона на 0,02-0,5 °С можно считать несущественным).

Таблица 1.2.

**МИНИМАЛЬНЫЕ И МАКСИМАЛЬНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ
РАДИУСОВ ОХЛАЖДЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ
ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НИЖЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НАСЫЩЕНИЯ
НЕФТИ ПАРАФИНОМ**

№ п/п	Месторождение, залежь	Радиус охлаждения ниже температуры насыщения (на кровле), м	Радиус охлаждения ниже температуры насыщения (в подошве), м	Температура насыщения, °С	Недонасыщенность нефти парафином, °С
1.	Луквинское - <i>М1</i>	0,60	0,16	35,0	3,0
2.	Спасское - <i>М1</i>	0,17	0,00	33,0	11,0
3.	Битковское - <i>М1</i>	0,48	0,15	45,0	12,0
4.	Быстрицкое - <i>М1</i>	0,16	0,00	35,0	12,0

С целью выяснения величины этого снижения температуры в скважинах Битковского и Луквинского месторождения были проведены специальные промысловые исследования. Результаты этих исследований показали, что снижение температуры газонефтяного потока, поступающего из пласта в скважину, от температуры, обусловленной естественным тепловым полем, может достигать 6,5-16 °С. При этом отмечается, что температура на забое снижается тем больше, чем выше газовый фактор и чем большее количество свободного газа поступает на забой добывающей скважины.

Кроме того, большинство месторождений Прикарпатья разрабатываются с поддержанием пластового давления путем закачки в продуктивные пласты воды, газа или воды и газа поочередно. В этом случае призабойная зона пласта в нагнетательных скважинах также охлаждается за счет уже закачки холодных рабочих агентов. Величина снижения температуры призабойных зон нагнетательных скважин на Битковском месторождении при закачке холодных реагентов может достигать 19,5 °С.

Таким образом, приведенные данные свидетельствуют о том, что в результате эксплуатации скважин в призабойных зонах продуктивных

пластов Прикарпатских месторождений может значительно снижаться не только давление, но и температура.

Естественно, что изменение давления и температуры в столь значительной мере приводит не только к изменению физико-химических и физических свойств пластовой нефти, но и к смещению равновесия в системе нефть-парафин.

Обобщая изложенное, приходим к выводу о том, что, во-первых, термобарические условия на различных месторождениях Прикарпатья и в пределах отдельных залежей изменяются в широком диапазоне и, во-вторых, в процессе вскрытия и освоения продуктивных пластов, а также разработки залежей происходит значительное изменение термодинамических условий, которые являются одной из основных причин формирования парафинистых отложений в поровом пространстве коллекторов призабойной зоны продуктивных пластов.

С точки зрения возможности и опасности выпадения асфальто-смоло-парафиновых веществ в поровом пространстве призабойной зоны пласта интерес представляют лишь те месторождения, пластовые температуры которых близки к температурам насыщения нефти парафином, то есть те, степень недонасыщенности которых составляет порядка до 15 °С. К таким месторождениям можно отнести Луквинское, Гвиздецкое, Спасское, Битковское, Попельское и Быстрицкое. Учитывая небольшой фонд эксплуатационных скважин и незначительную долю оставшихся извлекаемых запасов Попельского и Гвиздецкого месторождений, а также то, что они находятся в завершающей стадии разработки, исследования по ним в дальнейшем рассматриваться не будут. За объект настоящих исследований приняты Луквинское, Спасское, Битковское и Быстрицкое месторождение. Кроме того, обоснование настоящего выбора еще состоит и в том, что Спасское и Битковское месторождения находятся в разработке относительно продолжительное время, а Луквинское и Быстрицкое - недавно введены в эксплуатацию. Сопоставление данных, полученных в результате изучения нефтей этих месторождений, являющихся предметом настоящих исследований, позволит проследить изменчивость их свойств по отношению к условиям формирования парафинистых отложений.

1.4. Факторы, влияющие на процесс формирования парафинистых отложений.

Проблема борьбы с формированием парафинистых отложений в призабойной зоне продуктивных пластов на нефтяных промыслах страны в настоящее время, как правило, решается применением тепловых и химических методов [24-34], успешное применение которых обусловлено благодаря многочисленным теоретическим и экспериментальным исследованиям А.Х.Мирзаджанзаде, В.П.Тронова, В.М.Фокеева,

А.Ю.Намиота, Г.Ф.Требина, Ю.В.Капырина, В.М.Мазепы, С.А.Кундина, С.Ф.Люшина, Г.Д.Савенкова, В.С.Бойко, Е.А.Малицкого. К ним относятся различного вида обработки призабойной зоны продуктивных пластов теплоносителями или же реагентами-удалителями и ингибиторами парафинистых отложений. Необходимость систематического проведения тепловых обработок по удалению парафинистых отложений на большом числе скважин приводит к значительным материальным и трудовым затратам. Поэтому наиболее универсальными и рентабельными в настоящее время являются химические методы. Это обстоятельство обусловило то, что в последние годы как за рубежом, так и у нас в стране интенсивно ведутся исследования по изысканию наиболее эффективных химических реагентов и их композиций, предназначенных для удаления и предупреждения парафинистых отложений [34-46]. Однако известно и то, что реагент, применяемый для борьбы с парафинистыми отложениями, в одном случае показавший высокую эффективность его применения, в другом случае может оказаться малоэффективным и, что уже особенно нежелательно, даже вызвать отрицательный эффект. Поэтому подбор реагентов и методов их использования необходимо проводить для условий конкретных месторождений с учетом условий, обусловивших формирование парафинистых отложений в призабойной зоне продуктивных пластов.

Основными факторами, определяющими условия насыщения нефти парафином, а следовательно и влияющими на процесс формирования парафинистых отложений, являются: снижение давления и температуры нефти, изменение содержания в ней растворенного газа [5, 21, 25, 47-91]. Содержание и состав высокомолекулярных компонентов нефти также играет не последнюю роль в формировании парафинистых отложений [92-98]. Однако это самостоятельный вопрос и настоящей работой рассматривается не в полном объеме, поэтому далее более детально рассмотрим данные исследования по изучению влияния первых трех факторов на процесс выпадения асфальто-смоло-парафиновых веществ из пластовых нефтей.

Давление. Влияние давления на изменение температуры насыщения нефти парафином и процесс формирования парафинистых отложений экспериментально изучался В.М.Николаевым, В.М.Фокеевым, И.М.Амерхановым, Г.Ф.Требиным, Ю.В.Капыриным, Е.А.Малицким, С.Ф.Люшиным и другими исследователями [48-56]. Было установлено, что с понижением давления температура насыщения нефти парафином снижается, то есть с понижением давления процесс кристаллизации парафина несколько задерживается. Так, например, исследованиями Е.А.Малицкого [52] показано, что с понижением давления на 1,0 МПа температура насыщения парафином пластовых нефтей Прикарпатских месторождений снижается на 0,224 °С. Вместе с тем, некоторые ученые считают, что изменение давления не оказывает непосредственного

влияния на процесс выпадения парафина из нефти, оно рассматривается как условие, определяющее степень разгазирования нефти. Такое мнение, в частности, было высказано Б.А.Мазепой [48].

Таким образом, несмотря на большое число работ по изучению влияния давления на изменение температуры насыщения нефти парафином, исследователями этот параметр рассматривался либо как условие изменения температуры насыщения, либо как критерий фазового перехода системы нефть-газ. Поэтому задача о влиянии давления на процесс формирования парафинистых отложений остается пока не решенной однозначно.

Температура. Одним из факторов, влияющих на процесс формирования парафинистых отложений, является снижение температуры, обусловленное как отдачей тепла в окружающую среду, так и разгазированием нефти по мере ее движения из пласта к забою скважины, от забоя скважины к ее устью и далее по промысловым коммуникациям к нефтесборникам. Наиболее значительные исследования по этому вопросу были проведены М.Д.Розенбергом, С.А.Кундиным, Г.Д.Савенковым, В.С.Бойко, В.И.Пустоговым, Е.Е.Федоровым, С.Ф.Люшиным, В.П.Троновым, А.Ю.Намиотом, Н.Н.Непримеровым и другими [21, 25, 57-64]. Известно, что растворимость парафиновых высокомолекулярных углеводородов в нефти значительно снижается с уменьшением температуры. Поэтому исследования были направлены на определение степени влияния температуры пород, слагающих продуктивные пласты и окружающих стенки скважины, на изменение температуры нефти, а также доли охлаждающих эффектов расширяющегося газа. Так, расчетами В.П.Тронова [62] для нефтей Татарии установлено, что примерно 47% всего охлаждения нефти при ее движении от забоя до устья скважины обусловлено влиянием окружающей среды, а 32% - за счет разгазирования. В то же время расчетами и экспериментальными замерами А.Ю.Намиота [63] показано (на примере Ромашкинского месторождения), что снижение забойного давления до 3,0-4,0 МПа к охлаждению нефти не приводит и только снижение давления с 2,0 до 0,1 МПа обеспечивает снижение температуры нефти на 5,0 °С. Однако Н.Н.Непримеров [64] считает, что снижение забойного давления ниже давления насыщения сразу вызывает значительное снижение температуры нефти.

Таким образом, исследователи по-разному объясняют основную причину снижения температуры нефти в процессе эксплуатации скважин. В реальных же условиях охлаждение нефти обусловлено, по-видимому, как отдачей тепла в окружающую среду, так и разгазированием. Для призабойной зоны продуктивных пластов, где охлаждение нефти обусловлено, в основном, дросселированием газо-нефтяного потока, возникла необходимость более детального рассмотрения влияния

термобарических факторов на процесс формирования парафинистых отложений. Важность исследований этой задачи очевидна.

Разгазирование. Фактор разгазирования оказывает существенное влияние на процесс формирования парафинистых отложений. Поэтому многие исследователи уделяли ему особое внимание. Большой вклад в изучение этого вопроса внесли исследования В.П.Тронова, В.М.Фокеева, С.Ф.Люшина, Е.А.Малицкого, В.С.Бойко, В.А.Рагулина, Г.Ф.Требина и др. [52, 53, 62, 66-68]. Необходимо отметить, что влияние разгазирования на процесс формирования парафинистых отложений не однозначно. С одной стороны, разгазирование приводит к снижению температуры насыщения нефти парафином [52, 53, 66-68]. С другой - к снижению температуры газонефтяного потока [69-74]. Так, в работе А.Т.Сейре и В.Т.Вертмена [75] показано (на пробах нефти Брайфордского месторождения), что снижение газонасыщенности, при соответствующем понижении давления от давления насыщения нефти газом до атмосферного, приводит к повышению температуры насыщения нефти парафином от 1,8 до 5,0 °С. В то же время в работе В.П.Тронова [70] показано, что суммарный охлаждающий эффект за счет разгазирования для нефти Ромашкинского месторождения составляет 10 °С. Кроме того, при движении газонефтяного потока в пористой среде происходит его существенное охлаждение за счет дроссель-эффекта [71-74]. Когда пластовая температура близка к температуре насыщения нефти парафином, то эти вышеперечисленные факторы могут привести к формированию парафинистых отложений в пласте и в призабойной зоне. В связи с этим эксплуатация нефтяных скважин, продуцирующих парафинистую нефть в условиях, когда забойное давление в них снижается ниже исходного давления насыщения, запрещалась [76]. Однако Ф.Н.Котяхов [77] считает, что в целях сохранения высокой нефтеотдачи пласта предельным забойным давлением должно быть давление насыщения нефти газом. В то же время А.П.Крылов, В.Ф.Усенко, Г.А.Бабалян, М.Д.Розенберг [78-81] одним из методов увеличения нефтеотдачи признают разработку нефтяной залежи при забойных давлениях в скважинах ниже первоначального насыщения нефти газом, при этом не учитывая возможных осложнений из-за формирования парафинистых отложений.

Практика эксплуатации Прикарпатских месторождений, разрабатываемых в основном за счет энергии растворенного газа показала, что в результате снижения давления на забое добывающих скважин ниже давления насыщения нефти газом повсеместно происходит снижение забойных температур [89-91]. Снижение забойных температур и газосодержания пластовой нефти приводит к уменьшению, в процессе эксплуатации нефтяных скважин, степени недонасыщенности нефти парафином. Это, в свою очередь, повышает вероятность формирования парафинистых отложений на всем пути движения нефти от пласта к нефтесборнику.

Таким образом, возникла необходимость более тщательного исследования явлений, происходящих в скважинах при разгазировании нефти. Такие исследования необходимы для объяснения причин неодинаковых условий работы скважин, продуцирующих парафинистую нефть (в условиях снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом), а также разработки эффективных мероприятий для удаления и предупреждения парафинистых отложений.

Кроме перечисленных выше факторов на процесс формирования парафинистых отложений большое влияние оказывает и характер фильтрации. Это влияние определяется как изменением направления фильтрации, так и способом изменения термобарических условий в призабойной зоне продуктивных пластов. В свою очередь, эти изменения обусловлены видами проводимых технологических операций при вскрытии, освоении и эксплуатации скважин. Так, при вскрытии продуктивных пластов происходит охлаждение призабойной зоны за счет циркуляции промывочной жидкости [17, 21, 57-91]. В процессе освоения скважин охлаждение обусловлено, главным образом, воздействием на призабойную зону продуктивных пластов различными агентами, а также их дросселированием в поровом пространстве [17, 22]. Так, в работе Р.С.Яремичука [17] отмечено, что в процессе вскрытия и освоения продуктивных пластов на месторождениях, пластовая нефть которых предельно насыщена парафином, происходит формирование парафинистых отложений в призабойной зоне вследствие ее интенсивного охлаждения. Это, в свою очередь, приводит, в дальнейшем, к снижению продуктивности скважин в процессе их эксплуатации. Причем, периодически повторяющиеся циклы воздействия на призабойную зону (охлаждение ее и естественный прогрев) способствуют усилённому снижению ее проницаемости.

При эксплуатации скважин охлаждение призабойной зоны вызвано обычно двумя основными факторами: дросселированием пластового газа и охлаждением за счет воздействия на призабойную зону или пласт холодными агентами [59, 71-74,92]. Если в первом случае охлаждение носит локальный характер (призабойная зона), то во втором - может вовлекаться обширная область пласта или же пласт в целом (закачка холодной воды для поддержания пластового давления).

Таким образом, исходя из изложенного, вопрос об однозначности условий формирования парафинистых отложений в призабойной зоне продуктивных пластов остается открытым и требует более детального его рассмотрения.

Поэтому совершенствование технологии по удалению парафинистых отложений из призабойной зоны продуктивных пластов нефтяных скважин необходимо проводить на основе всестороннего изучения условий их формирования.

В этом аспекте необходимо детально уделить внимание

термобарическим условиям нефтяных залежей и призабойных зон продуктивных пластов и на их основе выделить месторождения в призабойных зонах продуктивных пластов, в которых существуют условия для формирования парафинистых отложений.

Физико-химической характеристикой состояния системы нефть - парафин является температура насыщения нефти парафином. Ее определение проводят как экспериментальными, так и аналитическими методами.

В настоящих исследованиях из экспериментальных методов применялся визуальный с наблюдением появления кристаллов парафина под микроскопом [93] и, в основном, фотометрический [52], основанный на регистрации изменения интенсивности светового потока, проходящего через нефть, при переходе из однофазного в двухфазное состояние.

Фотометрический метод определения температуры насыщения нефти парафином является объективным методом. При его применении использовалась стандартная аппаратура для исследования пластовых нефтей УИПН-2М, фотометр ФМ-56, камера высокого давления КВДМ-1 и термостат УТ-15.

Методика проведения экспериментальных исследований состоит в следующем. Из измерительного пресса установки УИПН-2М через термостатируемую магистраль порция пластовой нефти переводится в предварительно прогретую до температуры 70 °С камеру высокого давления КВДМ-1. Камера помещается на предметный столик фотометра под один из двух объективов. Под другой объектив помещается коричнево-красный светофильтр. Определяется сравнительный коэффициент светопоглощения нефти. В дальнейшем температура в камере снижается ступенями в 1-5 °С и опыт повторяется. На основании полученных данных строится график зависимости коэффициента светопоглощения нефти от температуры. По характерному излому кривой на графике определяется температура насыщения нефти парафином.

Экспериментальное определение температуры насыщения парафином пластовых нефтей Прикарпатья является весьма трудоемким процессом в связи со значительными трудностями при отборе качественных глубинных проб нефти.

Кроме того, сами эксперименты по определению температуры насыщения пластовой нефти парафином отмечаются невысокой точностью и воспроизводимостью. Поэтому ряд параметров углеводородных систем в настоящее время с успехом определяется аналитически, с помощью математических уравнений и корреляционных графиков.

Е.А. Малицким на основании обобщения и математической обработки экспериментальных данных по определению температуры насыщения пластовой нефти парафином, получена эмпирическая зависимость температуры насыщения пластовых нефтей Прикарпатья от

давления, газосодержания и содержания в сепарированной нефти парафинов и силикагелевых смол [51]:

$$T_n = 92,3P^{0,205} + 98,6C^{0,125} - 0,091f + 0,224P - 227, \quad (1.1)$$

где T_n - температура насыщения пластовой нефти парафином, °C; P и C - соответственно содержание парафинов и силикагелевых смол, % мас.; f - газосодержание пластовой нефти, м³/м³; P - давление, МПа.

Средняя абсолютная ошибка при определении температуры насыщения пластовой нефти парафином по данной формуле составляет ±2,0 °C.

Такую точность можно считать приемлемой для инженерных расчетов, особенно, если принять во внимание точность, воспроизводимость и трудоемкость экспериментального определения температуры насыщения пластовой нефти парафином. Поэтому, при изучении условий выпадения парафинов из пластовых нефтей наряду с экспериментальными и в дополнение к ним применялся и расчетный метод определения температуры насыщения. Для расчетного метода определения температуры насыщения использовались материалы по анализу сепарированных нефтей Луквинского, Спасского, Битковского и Быстрицкого месторождений.

Значительный интерес представляет возможность изучения изменения температуры насыщения по площадям залежей и зависимости от площадного изменения состава пластовых нефтей. Некоторое представление об изменении температуры насыщения по площадям залежей и в зависимости от давления и газосодержания можно получить на основании предложенного В.М.Светлицким совместно с Е.А. Малицким и О.В. Фещуком [94] метода изучения изменения свойств и состава пластовых нефтей в отдельных скважинах. Для этой цели, на основании аналитической зависимости (1.1), рассчитываются значения температур насыщения для различных давлений и газосодержаний пластовой нефти при средних значениях содержания в сепарированной нефти парафинов и смол, а также при минимальных и максимальных значениях этих параметров.

Луквинское месторождение. Нефть Луквинского месторождения характеризуется значительным содержанием парафинов, смол и асфальтенов. Термобарические условия в залежах месторождения таковы, что на пути движения нефти из пласта на поверхность, по мере снижения давления и температуры, из нее выпадают асфальто-смоло-парафиновые вещества, формируя парафинистые отложения, что усложняет эксплуатацию скважин и разработку залежей.

В таблице 1.3 приведены характерные значения основных параметров сепарированных нефтей по скважинам, а также средние их величины для менилитовой залежи. Несмотря на кажущуюся

однородность нефтей отдельных скважин, они все же по некоторым параметрам существенно отличаются. Так, например, молекулярная масса изменяется от 178 до 211, коэффициент светопоглощения от 45 до 123, содержание смол от 5,6 до 8,6 % мас., парафинов от 8,7 до 10,8 % мас. В этой же таблице 1.3 приведены результаты аналитического вычисления по формуле (1.1) значения температуры насыщения для отдельных скважин и в среднем по залежи. Как видно из таблицы 1.3, температура насыщения нефти парафином по скважинам менилитовой залежи Луквинского месторождения изменяется в широком диапазоне: от 41 до 59 °С, составляя в среднем 46 °С.

Таблица 1.3.

СВОЙСТВА СЕПАРИРОВАННЫХ НЕФТЕЙ МЕНИЛИТОВОЙ ЗАЛЕЖИ ЛУКВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Параметр	№№ скважин							Среднее значение
	25	1	24	22	21	26	31	
Плотность, кг/м ³	826	843	833	849	840	843	838	839
Вязкость кинематическая при 50 °С, мм ² ·с ⁻¹	2,64	3,23	3,50	4,21	4,38	3,60	3,19	3,54
Молекулярная масса	189	202	187	205	204	211	178	197
Температура застывания, °С	-1	+3	+3,5	+7	+10	+6	-1	+4
Коэффициент светопоглощения	53	45	56	80	123	55	58	67
Содержание асфальтенов, % мас.	0,2	0,2	0,5	0,3	0,7	0,2	0,1	0,3
Содержание силикагелевых смол, % мас.	5,6	6,7	7,0	8,6	8,6	7,2	6,2	7,1
Содержание твердых парафинов, % мас.	9,2	9,2	10,2	9,1	8,7	10,8	10,3	9,6
Температура плавления парафинов, °С	55	53,5	52	51	55	52,5	53,5	53
Температура насыщения нефти парафином (расчетная), °С	41	44	47	47	46	50	46	46

Для проверки достоверности получения расчетных значений температур насыщений, по некоторым скважинам проведены контрольные экспериментальные определения искомого параметра фотометрическим методом. Так по скважине №25 для сепарированной нефти экспериментально определенная температура насыщения

составляет 41 °С, а расчетное значение также 41 °С (см. таблицу 1.3); для скважины №21 соответственно 44,5 и 45,8 °С. Тем самым еще раз подтверждена правомерность применения аналитического метода для определения температуры насыщения парафином нефтей Прикарпатских месторождений.

Используя данные таблицы 1.3 и зависимость изменения свойств пластовых нефтей менилитовой залежи от давления, рассчитаны значения температуры насыщения для различных давлений и газосодержаний пластовой нефти при средних значениях содержания в них парафинов и смол, а также при максимальных и минимальных величинах этих параметров. В соответствии с таблицей 1.3 среднее содержание парафинов в нефти менилитовой залежи составляет 9,6 % мас., максимальное - 10,8 % мас. И минимальное - 8,7 % мас. Содержание силикагелевых смол соответственно 7,1, 8,6 и 5,6 % мас. Результаты вычислений в виде графика зависимостей температуры насыщения пластовой нефти менилитовой залежи Луквинского месторождения от давления при средних и экспериментальных значениях содержания смол и парафинов приведены на рис. 1.1.

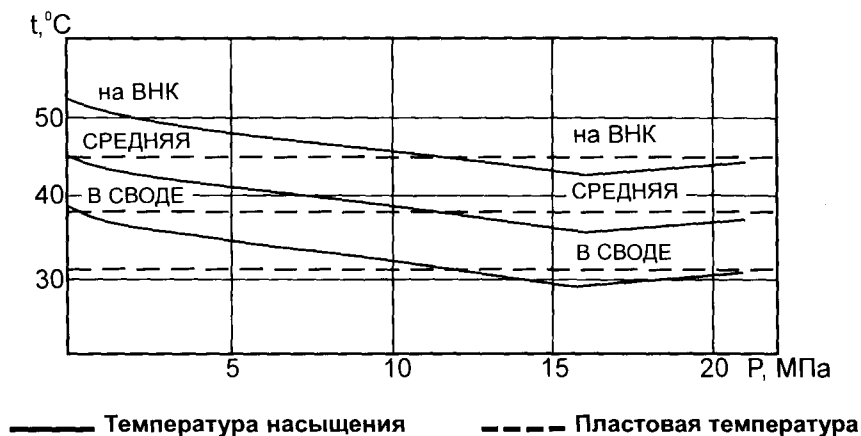


Рис. 1.1. Зависимость изменения температуры насыщения пластовой нефти Луквинского месторождения от давления

Как видно из графика (см. рис. 1.1) максимальная и минимальная температуры насыщения во всем диапазоне изученного давления отличаются на значительную величину - 13 °С. Кроме того, анализируя график приходим к выводу, что в начальный период разработки залежи пластовая нефть была недонасыщена парафином на 2 °С, о чем свидетельствуют близкое расположение на графике кривой средней температуры насыщения по залежи к среднепластовой температуре.

Учитывая точность проведенных исследований, можно заключить, что в отдельных частях, если не в целом по залежи, в начальном состоянии пластовая нефть менилитовой залежи Луквинского месторождения была предельно насыщена парафином. По мере разработки месторождения температура в продуктивных пластах, особенно в призабойных зонах скважин, существенно снижается, что приводит к выпадению асфальто-смоло-парафиновых веществ в поровом пространстве и снижению фильтрационных свойств.

Спасское месторождение. Для изучения вопроса об изменении температуры насыщения нефти парафином по площади менилитовой залежи Спасского месторождения ее определяли по эмпирической зависимости (1.1) используя данные по анализу сепарированных нефтей. Проведенные расчеты показали, что температура насыщения по различным скважинам существенно отличается по величине в зависимости от расположения скважин на структуре. Это связано с различным содержанием парафинов и смол, а также газосодержанием и давлением в присводовых и периферийных частях залежи. Так, если по скважинам, расположенным в присводовой части структуры, содержание парафинов и силикагелевых смол составляет в среднем 8,37 и 9,30 % *мас.* соответственно (см. таблицу 1.4), то по скважинам, расположенным в приконтурной части залежи, содержание в нефти парафинов и смол возрастает соответственно до 10,07 и 10,04 % *мас.* (см. таблицу 1.5). Среднее же по залежи содержание в нефти парафинов и силикагелевых смол (по результатам анализа нефтей, отобранных в 1982г. из 22 скважин) составляет соответственно 9,56 и 9,36 % *мас.* Используя эти данные, а также зависимость изменения свойств пластовых нефтей менилитовой залежи Спасского месторождения от давления, по формуле (1.1) было рассчитано среднее значение температуры насыщения нефти парафином для различных давлений и газосодержаний при средних и экстремальных значениях содержания парафинов и смол, соответственно для центральной, приконтурной и присводовой частей залежи. Результаты этих расчетов приведены на рис.1.2.

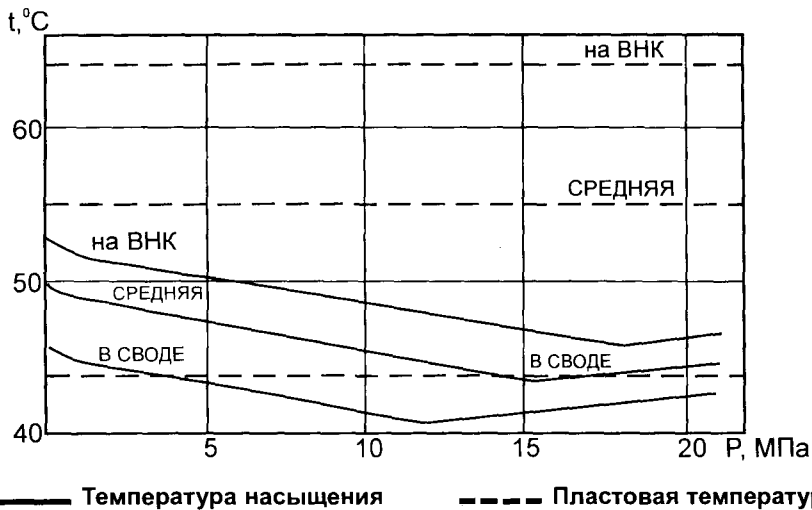


Рис. 1.2. Зависимость изменения температуры насыщения пластовой нефти Спасского месторождения от давления

Таблица 1.4.

СВОЙСТВА СЕПАРИРОВАННЫХ НЕФТЕЙ ПО ПРИСВОДОВЫМ СКВАЖИНАМ СПАСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Параметр	№№ скважин					Среднее значение
	10	32	33	39	57	
Плотность, кг/м ³	842	841	824	836	841	837
Вязкость кинематическая при 50 °С, мм ² ·с ⁻¹	4,068	3,941	2,626	3,521	4,218	3,675
Молекулярная масса	225	218,4	188	225	213	213,9
Температура застывания, °С	+5	+10	-18	+18	+15	+6
Коэффициент светопоглощения	75,5	85	81	83,5	85,4	82,1
Содержание асфальтенов, % мас.	0,10	0,14	0,10	0,15	0,57	0,21
Содержание силикагелевых смол, % мас.	9,4	9,1	9,4	9,9	8,7	9,3
Содержание твердых парафинов, % мас.	9,7	8,67	5,8	7,9	9,8	8,37
Температура насыщения нефти парафином (рассчетная), °С	50,3	46,6	35,8	45,3	49,6	46,0

Анализируя график, приходим к выводу, что в погруженной приконтурной части залежи условия для формирования парафинистых

отложений в продуктивном пласте в настоящее время отсутствуют. Однако в скважинах, расположенных в присводовой части залежи, при забойных давлениях ниже 3,5 МПа, а с учетом точности аналитического метода возможно и при более высоких забойных давлениях, в призабойных зонах продуктивных пластов возникают благоприятные условия для формирования парафинистых отложений.

Особо следует отметить, что в процессе разработки Спасского месторождения происходит постепенное утяжеление добываемой нефти с возрастанием содержания в ней смол и парафинов, что не может не отразиться на повышении температуры насыщения нефти парафином. Для иллюстрации вышеизложенного выберем те скважины, по которым отобраны пробы и проведен анализ сепарированных нефтей после ввода их в эксплуатацию. Таких скважин оказалось 16: 1, 4, 5, 9, 10, 32, 33, 35, 43, 44, 47, 51, 57, 59 и 80. Средняя плотность сепарированной нефти по этим скважинам после ввода их в эксплуатацию составляла 837 кг/м³, а в 1982 г. - 840,4 кг/м³, то есть увеличилась на 3,4 кг/м³.

Таблица 1.5.

СВОЙСТВА СЕПАРИРОВАННЫХ НЕФТЕЙ ПО ПРИКОНТУРНЫМ СКВАЖИНАМ СПАСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Параметр	№№ скважин					Среднее значение
	43	44	59	75	82	
Плотность, кг/м ³	851	944	852	838	847	846
Вязкость кинематическая при 50 °С, мм ² ·с ⁻¹	4,763	4,039	4,879	4,675	4,961	4,663
Молекулярная масса	232,7	215,0	237,5	214,5	225,2	225,9
Температура застывания, °С	+17	+10	+16	+6	+16	+13
Коэффициент светопропускания	105	92,3	103	73,5	91,5	93,1
Содержание асфальтенов, % мас.	0,33	0,30	0,16	0,15	0,27	0,24
Содержание силикагелевых смол, % мас.	7,6	9,8	11,0	9,6	12,2	10,04
Содержание твердых парафинов, % мас.	11,04	10,2	9,6	9,3	10,2	10,07
Температура насыщения нефти парафином (расчетная), °С	51,1	52,7	52,8	49,6	56,3	52,7

В таблице 1.6 приведены для сравнения результаты анализов сепарированных нефтей по четырем скважинам: 1, 4, 5, 10 (по другим скважинам отсутствуют данные о содержании силикагелевых смол после ввода их в эксплуатацию). Из табл. 1.6 видно, что за период разработки залежи произошло не только увеличение плотности сепарированных

нефтей, но и возрос коэффициент светопоглощения нефти и, что особенно важно, увеличилось содержание в нефти парафинов и силикагелевых смол. Последнее привело к осязательному повышению температуры насыщения нефти парафином (см. табл. 1.6).

Таблица 1.6.

ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ СЕПАРИРОВАННЫХ НЕФТЕЙ СПАССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЕГО РАЗРАБОТКИ

Параметр	№№ скважин							
	1		4		10		5	
Дата отбора	1962	1982	1963	1982	1966	1982	1963	1982
Плотность, кг/м ³	838,2	842,7	839,0	841,0	838,0	842,0	938,0	834,0
Вязкость кинематическая при 50 °С, мм ² ·с ⁻¹	3,70	4,25	4,60	3,88	3,98	4,07	-	3,50
Молекулярная масса	213	202	154	219	241	225	-	211
Коэффициент светопоглощения	83	90	84	85	70	76	81	83
Содержание асфальтенов, % мас.	0,4	0,2	0,9	0,08	0,5	0,1	-	0,1
Содержание силикагелевых смол, % мас.	3,8	9,1	6,6	9,1	6,5	9,4	-	10,0
Содержание твердых парафинов, % мас.	6,4	9,0	7,7	11,5	7,2	9,7	8,3	9,2
Температура насыщения нефти парафином (рассчетная), °С	24,5	47,8	38,1	55,2	35,9	50,3	-	50,0

Таким образом, имеются все основания для утверждения о существенном, на 7-12 °С, повышении начальной температуры насыщения пластовой нефти парафином, происшедшем в результате разработки Спасского месторождения. Это, а также возможное снижение пластовой температуры в пласте и в призабойной зоне продуктивных пластов в процессе вскрытия, освоения и эксплуатации скважин, создает предпосылки для осаждения асфальто-смоло-парафиновых веществ в призабойной зоне продуктивного пласта и снижение его проницаемости.

Битковское месторождение. Согласно данным, приведенным в работах [20, 52] в продуктивной части менилитовой залежи Битковского нефтяного месторождения нефть содержит 12 % массовых парафинов и 11 % массовых силикагелевых смол. В направлении к своду происходит постепенное снижение плотности нефти и содержания в ней парафинов и смол. В сводовой части нефть содержит 9,1 % массовых парафинов и 9,4 % массовых силикагелевых смол. Величина начального пластового давления и температуры в сводовой и приконтурной частях залежи составляет соответственно 24,0-28,5 МПа и 49-63 °С. В процессе

разработки залежи среднее пластовое давление снизилось до 12,5 МПа, а текущее забойное давление составляет 7,0 МПа.

Используя данные, приведенные в работах [20, 52] по аналитической зависимости (1.1), был проведен расчет температур насыщения пластовой нефти парафином для различных частей менилитовой залежи Битковского месторождения. Результаты расчетов в виде графика зависимостей температуры насыщения пластовой нефти от давления при средних и экстремальных значениях содержания парафинов и смол приведены на рисунке 1.3.

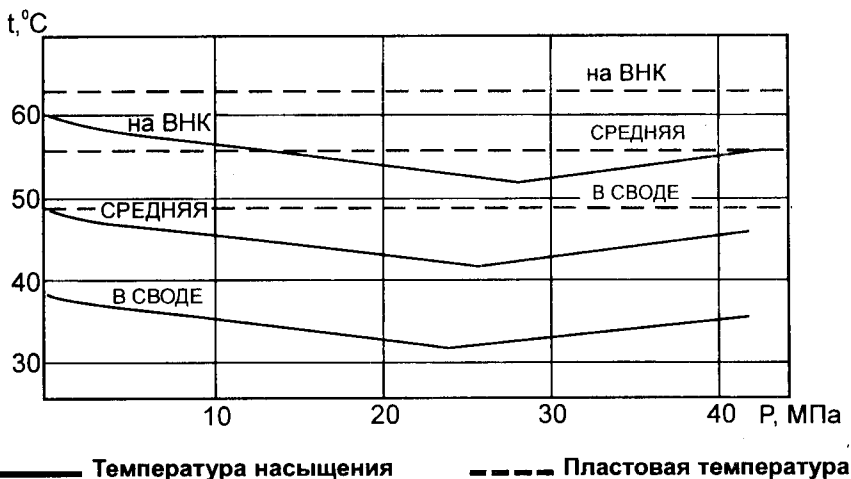
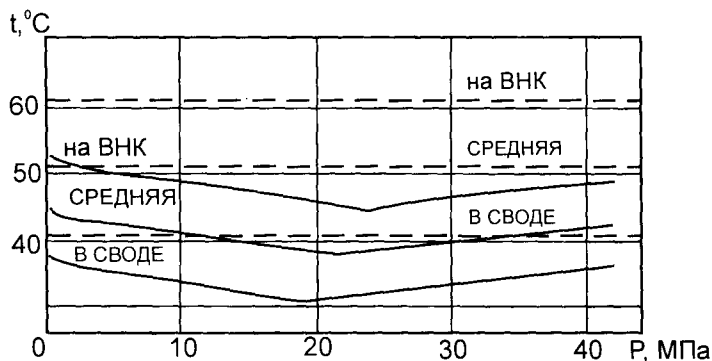


Рис. 1.3. Зависимость изменения температуры насыщения пластовой нефти Битковского месторождения от давления

Анализируя график, приходим к выводу, что в начальном состоянии пластовая нефть Битковского месторождения во всех частях менилитовой залежи была недонасыщена парафином на 10-15 °C. Причем, величина недонасыщения снижается от свода к приконтурной части. При изотермическом снижении давления в залежи до атмосферного выпадение парафинов из нефти также не должно происходить. Даже в приконтурной части залежи, где пластовая нефть наиболее насыщена парафином и смолами, при снижении давления до атмосферного, недонасыщенность парафинами составляет порядка 3 °C. Однако, как уже отмечалось, в процессе вскрытия и освоения продуктивных пластов, а также эксплуатации скважин, возможно значительное снижение температуры в призабойной зоне, что естественно может привести к формированию в ней парафинистых отложений и снижению проницаемости коллектора.

Быстрицкое месторождение. Используя данные по содержанию в сепарированных нефтях менилитовой залежи Быстрицкого месторождения парафинов и силикагелевых смол и зависимость изменения газосодержания

пластовой нефти от давления по аналитической зависимости (1.1), рассчитаны значения температуры насыщения для различных давлений и газосодержаний пластовой нефти при средних значениях содержания в них парафинов и смол, а также при максимальных и минимальных величинах этих параметров. Результаты вычислений в виде графика зависимостей температуры насыщения пластовой нефти менилитовой залежи Быстрицкого месторождения от давления при средних и экстремальных значениях содержания парафинов и смол приведены на рис. 1.4.



— Температура насыщения - - - - Пластовая температура

Рис. 1.4. Зависимость изменения температуры насыщения пластовой нефти Быстрицкого месторождения от давления

Как можно видеть из графика (см. рис. 1.4), в начальном состоянии пластовая нефть менилитовой залежи Быстрицкого месторождения была недонасыщена парафином от 10 °C в своде до 16 °C в приконтурной части. При изотермическом снижении пластового давления в залежи, вплоть до атмосферного, недонасыщенность пластовой нефти парафином уменьшается и составит 3 °C в своде и 8 °C в приконтурной части. Таким образом, во всем диапазоне изотермического снижения пластового давления условия для формирования парафинистых отложений в призабойной зоне продуктивных пластов отсутствуют. Однако, в процессе вскрытия, освоения и разработки залежи на режиме растворенного газа и, особенно при закачке в продуктивные пласты холодных агентов для их вскрытия или освоения, а также для поддержания пластового давления и увеличения нефтеотдачи, в призабойной зоне возможно весьма существенное снижение температуры (на 10 и даже на 20 °C), что естественно может повлечь за собой формирование парафинистых отложений и снижение продуктивности добывающих скважин.

Таким образом, проведенные исследования показали, что нефти

таких месторождений Прикарпатья как Луквинское, Спасское, Битковское и Быстрицкое в начальных пластовых условиях близки к насыщению парафином. В процессе вскрытия и освоения продуктивных пластов, а также эксплуатации скважин, в призабойных зонах возможно снижение температуры ниже температуры насыщения пластовой нефти парафином. Это, естественно, приводит к формированию в пористой среде коллектора парафинистых отложений и снижению его проницаемости. Все это, в свою очередь, ведет к значительным осложнениям в процессе разработки этих месторождений.

1.5. Факторы, обуславливающие обводнение скважин

Факторы, определяющие причины и характер обводнения скважин и пластов, можно подразделить на естественные, т.е. геолого-физические, обусловленные природными особенностями залежей, пластов в целом и призабойных зон, и искусственные, т.е. технологические, зависящие от системы разработки залежей и технологических мероприятий по регулированию эксплуатации вскрытого пласта и сооружению скважин [95]. Проявление геологических и физических факторов взаимосвязано. К ним относятся: строение пласта и залежи, тип коллектора и его физические параметры, свойства пластовых жидкостей и газов и механизм их движения в пористой среде.

При наличии литологической неоднородности пластов возможны перетоки воды по "литологическим окнам" между продуктивными и водоносными пластами вследствие возникновения разности давлений [96, 97], которые трудно поддаются распознаванию. Выявить наличие перетоков, осуществляющихся по литологическим окнам возможно лишь по косвенным признакам, к которым относятся приток минерализованных вод из верхней части пласта и высокая промытость его по керновому материалу. Возможность точного определения местоположения перетоков по литологическим окнам, позволило бы разработать меры профилактики и ограничения такого вида обводнения. Здесь необходимо отметить, что чем ближе расположены литологические окна к призабойной зоне пласта, тем легче, вероятно, ограничить приток воды путем воздействия на пласт через добывающую скважину, так как обводненная зона пласта тогда должна быть меньше.

Наличие вертикальных трещин, возникших в результате тектонических нарушений, а также при воздействии переменных давлений в процессе бурения скважин может вызвать обводнение скважин и пласта [98, 99]. Такие нарушения часто обнаруживаются даже при бурении скважин по выходу на поверхность промывочной жидкости на различном расстоянии от скважины, обсаженной колонной на достаточно большую глубину. Однако до настоящего времени еще нет оперативных и надежных методов определения существования и

местоположения подобных нарушений в пласте. Практически их можно обнаружить только по керновому материалу.

Из геологических факторов, приводящих к ускоренному продвижению воды по высокопроницаемым пропласткам, наиболее существенными считаются слоистая неоднородность пласта и неоднородность его по простиранию [95, 96]. Такое продвижение может происходить как равномерно, так и с образованием языков воды.

Большое влияние на обводнение скважин оказывают также горизонтальные трещины тектонического происхождения, существование которых в пласте подтверждают гидродинамические исследования по кривым восстановления давления, а также опыт закачки различных суспензий при давлениях, не превышающих давление гидроразрыва пласта. Кроме того, сохранение высокой приемистости некоторых нагнетательных скважин в течение продолжительного времени при нагнетании в пласт значительных количеств воды с большим содержанием твердых частиц, ограничение водопритоков при закачке больших объемов суспензий в пласт через добывающую скважину свидетельствуют о большой протяженности этих трещин [100].

На обводнение продукции скважин определенную роль оказывает, очевидно, и угол падения пластов, местоположение скважин на структуре, а также растекание закачиваемой воды по крыльям залежи при больших их углах падения под действием гравитационных сил [101]. Интенсивность растекания закачиваемой воды в данном случае зависит от соотношения вязкости воды и нефти. Однако здесь действие гравитационных сил будет существенным только при очень малых темпах заводнения.

Одной из наиболее распространенных причин обводнения скважин является приток подошвенных и контурных вод, наблюдаемый как в монолитных, так и в неоднородных пластах. Некоторые специалисты считают, что ограничение притока воды может быть успешным лишь в неоднородных пластах, имеющих непроницаемые глинистые или алевритовые перемычки между водоносной и продуктивной частями [95]. Однако опыт ограничения водопритоков в монолитных пластах показывает, что это мнение ни практически, ни теоретически не обосновано. Кроме того, успешность ограничения притока воды зависит, помимо геологического строения пласта, от технико-технологических факторов. При высокой неоднородности пластов в общем случае обводнение скважин нагнетаемыми или краевыми водами происходит более интенсивно, чем подошвенными водами [102, 103]. Однако в количественном отношении на месторождениях с высоковязкими нефтями обводнение скважин подошвенной водой, очевидно, преобладает, так как в этом случае степень неоднородности пласта влияет меньше, чем изменение фильтрационных сопротивлений в подошве, обусловленных вязкостным различием флюидов [104, 105].

Следовательно, вопросы ограничения притока подошвенных и пропластковых вод требуют одинакового внимания.

При остановках добывающих скважин наряду с подъемом ВНК происходит гравитационное перераспределение воды и нефти, особенно интенсивно в призабойной зоне скважин, которое может оказаться основной причиной повышения обводненности их продукции. В ряде случаев промысловый опыт подтверждает этот вывод [106-108].

Помимо физических характеристик коллектора, физических и физико-химических свойств пластовых жидкостей и газов, на преждевременное обводнение скважин и залежей существенное влияние, по-видимому, оказывают капиллярные процессы, зависящие от поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода, газ-вода, стенки пор-пластовый флюид, а также от структуры порового пространства коллектора. Испытываемое движущейся в пласте водой капиллярное давление, как известно, зависит от радиуса пор и краевого угла смачивания [109, 110]. Неблагоприятное сочетание этих факторов с микронеоднородностью и слоистостью пластов приводит к неравномерному продвижению воды [111].

Отношение вязкости нефти к вязкости воды является общепризнанным фактором, от которого зависит опережающее продвижение воды по пласту. И чем больше это отношение, тем быстрее обводняются пласты и скважины [112]. Одним из эффективных методов борьбы с преждевременным обводнением пластов, вызванного степенью вязкостного соотношения, является вытеснение нефти водой, загущенной полимерами [113-115].

Основными технологическими факторами, оказывающими влияние на обводнение скважин, являются интенсивность закачки воды в пласт и ее распределение по залежи. От характера распределения объемов нагнетаемой воды по площади залежи зависит конфигурация фронта вытеснения. Следовательно, размещать дополнительные нагнетательные скважины на поздней стадии разработки залежи и перераспределять объемы закачки воды в существующие нагнетательные скважины необходимо с учетом состояния и динамики обводнения отдельных скважин и текущего положения фронта вытеснения [95].

Значительное влияние на обводнение скважин оказывает также и давление, при котором производится нагнетание воды, повышение которого приводит к раскрытию естественных и образованию новых трещин в пласте [106, 116, 117]. При пластовом же давлении ниже 0,8 горного давления, как установлено исследованиями, жидкость фильтруется только по поровым каналам [117].

Кроме того, на обводнение продукции большое влияние оказывает режим эксплуатации скважин или, точнее, темп отбора из нее жидкости. От величины отбора зависят характер стягивания контуров нефтеносности и скорость образования конусов подошвенной воды в водоплавающих залежах [118].

Теория образования конусов при эксплуатации скважин рассматривалась еще в работах М.Маскета в 1935 г., а затем она получила свое развитие в исследованиях В.Н.Щелкачева, Б.В.Лапука, И.А.Чарного, А.П.Телкова, Ю.И.Склянина и др. [119-122]. Так, некоторые исследователи считали, что темп обводнения снижается при ограничении отбора жидкости [120]. Это вывод подтверждается практикой для пластов с высокой пористостью при незначительном влиянии капиллярных сил [120]. Однако в большинстве случаев ограничение отбора жидкости и даже остановка скважины не уменьшают, а наоборот, увеличивают их обводненность [106-108]. Долгое время вообще существовало мнение, что вследствие слоистой неоднородности пластов конусы воды не образуются. Однако наличие большого количества промысловых данных указывает на то, что на ряде месторождений существуют водяные конусы [98, 102, 123-125].

Установка водонепроницаемого экрана в призабойной зоне продуктивного пласта является одним из главных путей предупреждения конусообразования. В решении различных вопросов этого направления накоплен некоторый положительный опыт и разработан ряд методов, один из которых включает создание водоизоляционного экрана путем гидравлического разрыва пласта [98, 102, 126]. Однако создание экрана при помощи гидроразрыва пласта может оказаться неэффективным вследствие разрушения цементного кольца [127]. Поэтому при проведении работ по созданию водоизоляционного экрана при помощи гидравлического разрыва пласта необходимо учитывать возможность разрушения цементного кольца и, по возможности, исключить ее.

Относительно влияния темпов отбора на обводнение скважин существуют различные точки зрения. Одни исследователи считают, что при ограничении отбора жидкости темп обводнения снижается. По мнению других, ограничение отбора не снижает темпа обводнения [105, 128, 129]. Поэтому очевидно, что оба заключения являются результатом анализа частных случаев, т.е. условий, свойственных для конкретных залежей. В общем случае интенсивность обводнения, по-видимому, должна зависеть от темпов отбора. Так, например, в работе [130], приводятся факты увеличения обводненности продукции скважин с возрастанием темпа отбора. Влияние же темпа отбора может зависеть от различных факторов, таких как расположение скважин на структуре [116, 131], величина относительной депрессии [130], степень обводненности продукции, коллекторские свойства пласта, степень его вскрытия и других.

Характер обводнения скважин зависит также и от их взаимодействия в процессе эксплуатации. Так, изменение режима работы или остановка одних скважин может привести к резкому изменению обводненности других, близко расположенных скважин вследствие перераспределения фильтрационных потоков. Однако практических рекомендаций по

управлению интерференцией скважин пока не существует, хотя имеется ряд теоретических работ, посвященных этому вопросу [129, 132].

Одной из наиболее распространенных причин обводнения скважин является переток воды из выше- или нижележащих водоносных пластов, так называемые "заколонные перетоки", или обводнение "чуждыми" водами, происходящее из-за негерметичности цементного кольца за эксплуатационной колонной. Характер такого обводнения можно установить по динамике роста содержания воды в продукции скважины, анализу состава воды [95], специальными геофизическими исследованиями.

Причиной такого обводнения и добычи большого количества попутной воды в процессе освоения после бурения или в первые месяцы эксплуатации скважин является некачественное разобщение пластов при цементировании обсадных колонн [125, 126].

Воздействие на призабойную зону продуктивного пласта для повышения продуктивности скважин также может привести, при неблагоприятных условиях, к возрастанию интенсивности их обводнения вследствие нарушения герметичности цементного кольца. Такие последствия могут иметь место при воздействии физическими (гидравлический разрыв пласта, виброобработка), тепловыми, а также химическими и физико-химическими методами (кислотные обработки, закачка поверхностно-активных веществ и многие другие).

2. Методы повышения производительности скважин

Все существующие методы повышения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин направлены либо на снижение гидравлических сопротивлений в призабойной зоне продуктивного пласта, либо на увеличение депрессии на пласт. Для снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне продуктивного пласта, в зависимости от причин их вызывающих, применяют различные методы воздействия, из которых наиболее широко распространены кислотные обработки и воздействие органическими растворителями. Для увеличения депрессии на пласт применяют различного вида методы ограничения притока воды в скважины. Далее постараемся более детально рассмотреть эти методы для выбора наиболее эффективных из них.

2.1. Физико-химическое воздействие на призабойную зону продуктивных пластов

В настоящее время для восстановления и увеличения проницаемости призабойной зоны пласта широкое распространение получили различного рода кислотные обработки [6]: солянокислотные [6, 7, 133-138], пенокислотные [6, 134], термокислотные [5, 133], газокислотные [137, 138] и глинокислотные [6, 134]. Главной целью кислотных обработок является достижение максимального нефтеизвлечения. Это возможно при вовлечении в эксплуатацию низкопроницаемых и ранее закольматированных пропластков [6]. Особую важность приобретают кислотные обработки, наряду с другими видами воздействия на призабойную зону продуктивных пластов, при эксплуатации месторождений в сложных горно-геологических условиях, когда залежи имеют большие этажи нефтегазоносности и сложены низкопроницаемыми песчано-алевролитовыми пластами с прослоями глин и аргиллитов. По своему существу физико-химическое воздействие на призабойную зону не может не приводить к повышению производительности скважин. Однако, ввиду того, что эти процессы являются многокомпонентными, их эффективность определяется суммой факторов, зависящих от свойств объекта воздействия (пласт и скважина), достоверности причин, обусловивших снижение продуктивности и соответствия запроектированного метода и его технологии объекту. Поэтому выбор метода воздействия и технологии его осуществления должны базироваться на тщательном и многофакторном анализе и изучении связей между объектом

воздействия - конкретной скважиной с ее геолого-технической характеристикой и предметом воздействия - методом с его механизмом, технологией и регламентом применения.

Как указывалось выше, применяемые для повышения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин кислотные обработки получили довольно широкое распространение и представлены в довольно большом многообразии методов [134]. Однако, до сих пор, из всего ассортимента химических реагентов, применяемых при кислотном воздействии на пласт, в основном используют лишь соляную, плавиковую и уксусную кислоты. Несмотря на все преимущества и отработанность до автоматизма работ по кислотному воздействию на пласт с использованием этих кислот, им присущи и недостатки, которые обусловили направления поисков исследователей по изысканию новых рецептур, технологических приемов, а также расширение ассортимента кислот. Это использование в технологических процессах по кислотному воздействию на пласт сульфаминовой [139], серной [134], кремнефтористоводородной [140] и некоторых других кислот [134].

К одному из прогрессивных методов кислотных обработок, применяемых в настоящее время, можно отнести воздействие на призабойную зону продуктивного пласта азотной кислотой [141, 142]. Эффективность применения азотной кислоты и композиций на ее основе обеспечивает то, что сама азотная кислота и продукты ее реакции с породой пласта понижают вязкость нефтей с большим содержанием асфальто-смолистых веществ. Кроме того, продукты реакции азотной кислоты с породой пласта оказывают деэмульгирующее действие на обводненную пластовую нефть. Однако различные кислотные составы на основе азотной кислоты, как и чистая азотная кислота, чрезвычайно сильные окислители. Использование последней для кислотных обработок вызывает сильную коррозию и разрушение уплотнительных элементов и нефтепромыслового оборудования.

При контакте кислотных растворов с нефтепромысловым оборудованием идет интенсивная реакция между азотной кислотой и железом с выделением бурых окислов азота:



Образовавшееся азотнокислое железо в отработанном растворе гидролизуется с выпадением нерастворимой в воде основной соли, закупоривающей поровое пространство призабойной зоны пласта:



Повышенная пластовая температура к тому же усиливает степень гидролиза.

Поэтому, если получить продукт на основе азотной кислоты, которому были бы присущи все ее положительные свойства, кроме одного - высокой коррозионной активности, можно с уверенностью сказать о появлении нового направления в разработке технологических процессов по кислотному воздействию на продуктивный пласт.

2.2. Методы борьбы с формированием парафинистых отложений в призабойной зоне пластов.

Все известные методы можно разделить на два направления: методы предупреждения формирования парафинистых отложений и методы их удаления. В свою очередь, каждое направление можно разделить на ряд групп, применение которых зависит от технической вооруженности промыслов и экономической целесообразности того или иного метода. Большое развитие в настоящее время как у нас в стране, так и за рубежом получило направление по предупреждению формирования парафинистых отложений. По своей технологической сущности их можно разделить на ряд групп: гидродинамические методы [143-146], основанные на поддержании давлений, при которых еще не проходит выпадение парафина из пластовой нефти в призабойной зоне продуктивных пластов; тепловые методы [24, 32, 147-149], основанные на поддержании в пласте температуры, выше температуры плавления парафина; и наконец, химические методы [150-153], предполагающие использование растворов полимеров и композиций на их основе.

Методы удаления парафинистых отложений подразделяются на тепловые [24, 30, 31, 33, 154-161], использующие для удаления парафинистых отложений энергию различных теплоносителей и нагревательных элементов на наиболее прогрессивные химические методы очистки призабойной зоны продуктивных пластов и промыслового оборудования различными химическими реагентами и их композициями [27, 28, 34-46, 162-168].

До настоящего времени на промыслах Прикарпатья проблема борьбы с парафинистыми отложениями решалась, в основном, путем применения тепловых [30-32, 158] методов. Однако их применение приводит к большим материальным и трудовым затратам. Так, например, для проведения одной термообработки на скважинах Быстрицкого месторождения необходимы одна-две паротепловые установки, две автоцистерны с теплоносителем и бригада рабочих. Длительность одной операции составляет порядка одной рабочей смены. Если учесть, что периодичность тепловых обработок составляет в среднем 10-15 дней, а количество скважин, продуцирующих нефть, 14, то целесообразность применения данного метода в условиях Быстрицкого месторождения становится очевидной. Поэтому назрела необходимость в условиях Прикарпатских месторождений, добывающих высокопарафинистую

нефть, изыскать наиболее подходящие и рентабельные методы удаления парафинистых отложений в призабойной зоне продуктивных пластов. Такими методами могут быть химические методы депарафинизации при помощи различных химических реагентов и композиций на их основе. Практика применения этих методов на промыслах страны показала целесообразность и рентабельность их применения [27, 28, 168]. Однако индивидуальность подхода к выбору химических реагентов и композиций на их основе обуславливает необходимость более глубокого и детального подхода к выбору наиболее эффективных из них.

2.3. Методы изоляции и ограничения притока пластовых вод в скважины.

Ограничение притока пластовых вод входит в комплекс мероприятий по увеличению производительности скважин и повышению нефтеотдачи пласта.

При проведении работ по ограничению водопритокков преследуют следующие цели: сокращение объемов добываемой попутной воды, увеличение дебита скважин по нефти и регулирование процесса разработки месторождения или отдельных его блоков, в частности, путем улучшения характера вытеснения нефти водой в районе скважины или группы скважин. Важно отметить, что конечный результат по всем показателям непосредственно связан с качеством проведения изоляционных работ - достигнутой избирательностью. Так, например, в НГДУ "Долинанефтегаз" ОАО "Укрнефть" из 5 проведенных в 1990 году операций по ограничению водопритокков в скважины только 2 из них были успешными. В результате по двум этим скважинам удалось снизить приток воды на 13305 м³, что составило 0,6 % от общего объема попутно добытой воды по НГДУ. В целом по ОАО "Укрнефть" в 1990 г. операции по ограничению водопритокков проведены на 44 скважинах, что составляет 2 % от действующего фонда. Дополнительно же добыто нефти в результате проведенных операций 20430 тонн, что составляет 0.46 % от годового объема добычи.

Таким образом, как следует из приведенного анализа, рассчитывать на то, что при нынешних объемах использования мероприятий по ограничению водопритокков и количества попутно добываемой воды, изоляционные работы существенно сократят затраты на подъем вод, нет основания. К тому же здесь необходимо отметить и то, что уверенно выбрать скважину, ограничение притока воды в которой приводит к положительному результату, сложно.

Исходя из этого, нами на первый план выдвигается цель - увеличение дебита скважины по нефти после проведения мероприятий по ограничению водопритокков.

В случае качественного проведения работ на их результат влияют

два фактора: степень снижения продуктивности скважины и возможность подъемного оборудования.

Предлагаемое изменение продуктивности скважин в результате изоляционных работ, наряду с характеристикой работы подземного оборудования, должно учитываться при обосновании целесообразности проведения работ на данной скважине. Так как коэффициент продуктивности скважины после изоляционных работ уменьшается, то точка совместной работы пласта и подъемника будет смещаться в сторону больших депрессий на пласт. В зависимости от степени уменьшения коэффициента продуктивности при этом же подъемном оборудовании и режиме его работы возможно существенное снижение дебита скважины, если точка совместной работы перемещается в область низких производительностей подъемника. Если изменение продуктивности таково, что точка совместной работы перемещается в области мало меняющейся производительности подъемника, то дебит скважины после изоляционных работ изменится незначительно. Для газлифтных скважин возможно даже увеличение дебита скважин по жидкости, если точка совместной работы перемещается из области оптимального расхода рабочего агента в область максимальных производительностей. Поэтому, допуская вероятность снижения коэффициента продуктивности по нефти при преимущественном его снижении по воде, наибольший прирост дебита скважины по нефти будет достигнут, если после изоляционных работ точка совместной работы пласта и подъемника будет оставаться в области максимальной производительности. Менее благоприятны условия, в которых увеличение депрессии на пласт приведет к резкому снижению производительности подъемника. В этом случае падение дебита скважины по жидкости сложно компенсировать уменьшением обводненности продукции, дебит скважины по нефти окажется ниже, чем до проведения изоляционных работ, даже если доля нефти в продукции будет увеличена.

На рис.2.1. показаны точки, характеризующие дебит скважины по жидкости и депрессию на пласт в различные периоды работы скв. 198 Глинско-Розбышевского месторождения. Выделяются две группы точек: в период 1984-1986 гг., когда скважина работала с удельным расходом газа от 100 до 140 $м^3/м^3$ и с 1987 г. при удельном расходе 80 - 120 $м^3/м^3$. Наряду со случайными колебаниями величины коэффициента продуктивности наблюдается тенденция к его снижению во времени и характерное уменьшение после проведения изоляционных работ. Необходимо отметить, что по мере увеличения количества изоляционных работ, степень уменьшения коэффициента продуктивности с каждой последующей операцией увеличивается. Так, если работы, проведенные в 1984 и 1985 гг. вели к снижению продуктивности на 10-15 %, то в 1988 г. при той же технологии работ коэффициент продуктивности уменьшается уже, примерно, на 25%. Как можно увидеть, работы 1988 г.

привели к перемещению точки совместной работы на падающий участок характеристики работы подъемника. Поэтому дальнейшее проведение изоляционных работ на этой скважине может оказаться неэффективным с позиции ожидания увеличения ее дебита по нефти. Пример этой скважины наглядно иллюстрирует зависимость эффективности изоляционных работ от предистории работы скважины и от закономерностей совместной работы пласта и подъемника.

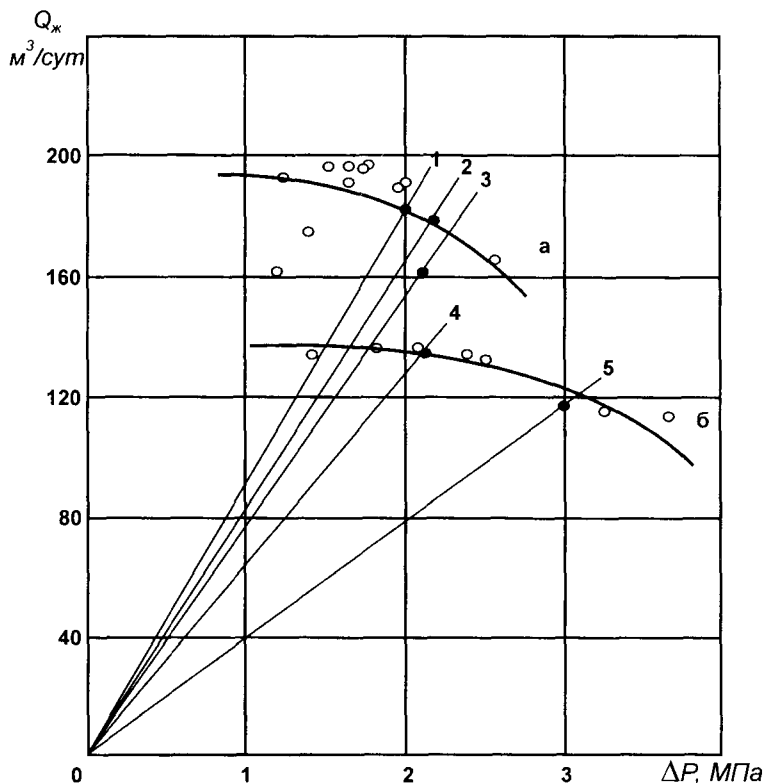


Рис. 2.1. Точки совместной работы пласта и подъемника скв.198 Глинско-Розбышевского месторождения при удельном расходе газа $100-140 m^3/m^3$ (а) и при удельном расходе газа $80-120 m^3/m^3$ (б): 1, 2, 3, 4, 5 - после проведения водоизоляционных работ соответственно 25.10.84; 22.07.85; 23.03.86; 13.07.87; 28.06.88

Таким образом, для проведения работ по ограничению притока пластовых вод, в случае если преследуется цель повышения дебита нефти, необходимо выбирать скважины, подъемное оборудование которых имеет запас производительности. Благоприятные условия для

повышения дебита скважины по нефти складываются в том случае, когда до проведения работ точка совместной работы пласта и подъемника находится в области максимальной производительности последнего. В противном случае, если точка совместной работы находится на нисходящей ветви характеристики подъемника, даже при качественном проведении изоляционных работ увеличение дебита нефти может быть не достигнуто вследствие уменьшения производительности скважины.

Определив целесообразность проведения работ по изоляции и ограничению водопритоков, необходимо обосновать выбор наиболее рационального и эффективного метода создания водоизоляционного барьера.

Все существующее разнообразие методов и составов для изоляции и ограничения водопритоков в добывающие скважины можно разделить на две основные группы - неселективные и селективные методы. Неселективные методы основаны на применении неселективных изоляционных материалов и реагентов, селективные - базируются на применении изоляционных материалов и реагентов, избирательно закупоривающих только водонасыщенные поры пород-коллекторов в результате химических и физико-химических процессов при сохранении проницаемости нефтенасыщенных пор.

Селективное ограничение водопритоков может быть достигнуто также и в результате применения неселективных материалов, хорошо фильтрующихся в пласт, так как жидкости будут проникать преимущественно в высокопроницаемые, обводненные интервалы пласта (гидродинамический фактор селективности). Однако в этом случае должно быть обеспечено восстановление проницаемости нефтенасыщенных интервалов пласта.

Для проведения неселективных методов изоляции и ограничения водопритоков используются следующие изолирующие материалы и реагенты: цементный раствор на водной основе, эмульсионно-цементные суспензии, глинистый раствор, кремнезоль, синтетические смолы, водо-нефтяные эмульсии.

В зависимости от конкретных задач применяют цементный раствор на водной основе с различным водоцементным фактором и с различными сроками схватывания. Для повышения эффективности изоляции высокопроницаемых сильнотрещинных пластов используют цементные растворы с наполнителями и добавками, а для закупорки более мелких трещин и пор - тонкодисперсные цементы и суспензии с высоким водоцементным фактором [169].

Для снижения водоотдачи и увеличения подвижности цементных растворов были разработаны и испытаны эмульсионно-цементные суспензии, представляющие собой дисперсную систему, состоящую из смеси цемента и гидрофильной водо-нефтяной эмульсии [170].

Для заполнения естественных трещин и трещин гидроразрыва при

создании водоизоляционного экрана в случае образования конусов воды применяется глинистый раствор, который впервые в качестве изолирующего материала применялся на Туймазинском месторождении [171, 172].

Используя эффект превращения золя кремниевой кислоты в гель, через заданное время после закачки смеси жидкого стекла и соляной кислоты в пласт в качестве закупоривающего материала при проведении водоизоляционных работ, применяют кремнезоль [173]. Метод основан на закупорке поровых каналов коллектора гелем кремниевой кислоты, который не растворяется ни в воде, ни в нефти, и поэтому процесс гелеобразования является необратимым.

Довольно широкое распространение, как изоляционный материал, получили различного вида синтетические смолы, такие, как карбамидные (мочевино-меламино-формальдегидные, МФФ, МФ-17) - для изоляции подошвенных вод в монолитных пластах и кристаллизующиеся в кислой среде [133, 174], и резерциноформальдегидные (ДМ-12, ФР-12, ТС-10, ТСД-9) - для ремонта цементного кольца и кристаллизующиеся в нейтральной или щелочной среде [175].

С целью заполнения искусственно образованных трещин в результате применения гидравлического разрыва пласта при создании водозащитных экранов, широко используют водо-нефтяные эмульсии [176]. Для этого применяют обычно эмульсии с соотношением фаз 1:1. К огромному недостатку водо-нефтяных эмульсий относится то, что они закупоривают, наряду с водонасыщенными, и нефтенасыщенные поровые каналы, снижая тем самым приток нефти к забою добывающих скважин.

Методы проведения работ по селективной изоляции и ограничению водопритокв базируются на использовании свойств изоляционных материалов избирательно блокировать каналы, по которым происходит поступление воды в скважину, а также на особенностях их ввода в пласт [177].

К ним можно отнести методы селективной изоляции и ограничения водопритока, которые основаны на использовании следующих особенностей и свойств тампонажных растворов.

Свойство изоляционного материала иметь различную степень растворимости в воде и нефти. К материалам, удовлетворяющим этому свойству, относятся твердые углеводороды - парафины, воск, нафталин, стеариновая кислота, смоляные полимеры [175], отходы производства полиэтилена [178], крахмал, алкилароматические смолы. Ввод этих реагентов в пласт осуществляется в виде расплавов или пересыщенных растворов.

Свойство образовывать осадок в результате протекания обменной реакции с солями пластовых вод [175], для чего в процессах изоляции и ограничения водопритокв применяются мыла высокомолекулярных кислот, растворы сложных эфиров, гидроксидов поливалентных и щелочных металлов [179] и др.

Свойство образовывать осадок в результате реакции гидролиза. Основным отличием этих методов является то, что реакция гидролиза происходит во взаимодействии реагента с водой, а не с содержащимися в ней солями, количество которых может быть невелико [180]. Реализация методов возможна при использовании в качестве реагентов, подвергающихся гидролизу, некоторых металлов, эфира титана, хлористой серы, органических силикатов и др. [175].

Свойство изоляционного материала проявлять способность к коагуляции и флокуляции при смешивании с пластовой водой. К этой категории материалов можно отнести натуральные и синтетические латексы, неорганические золи на основе окислов железа, алюминия, коллоидные системы кремниевой кислоты, [175, 181], суспензии галактомановой смолы [182].

Свойство высаливания полимеров. Хотя эти методы можно отнести и в предыдущую группу, механизм образования осадка в данном случае отличается от коагуляции типичных коллоидных систем, так как процесс коагуляции зелей, протекаемый при введении сравнительно небольшого количества электролита, обычно является необратимым. Выделение же из раствора высокомолекулярных веществ происходит при добавлении значительного количества электролита, а процесс в тоже время является обратимым. Необходимо отметить, что доступность и сравнительно невысокая стоимость высаливающихся полимеров объясняют их широкое применение. К реагентам, проявляющим это свойство, относятся производные акриловой кислоты - гипан, метас, реагенты К-4, К-9, "Комета", сополимеры виниловой смолы [183].

Свойство обращения эмульсий при контакте с пластовой водой. Это свойство проявляется в результате увеличения концентрации водной фазы и изменения рН среды, из-за чего происходит обращение эмульсии в водонасыщенном интервале, которое сопровождается образованием водонерастворимого осадка в виде асфальтосмолистых веществ [184], малорастворимых в воде солей или гелеобразных структур [185].

Свойство материалов снижать растворимость при изменении рН среды. Это свойство может проявляться при применении солей поливалентных металлов [186] и водных растворов танина [175].

Свойство набухания материала в воде. Для реализации методов данной группы используют суспензии глин, агар-агара, желатина, полигликолевого эфира [175]. Кроме того, набухающий в воде материал может быть получен в результате взаимодействия водного раствора карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) и реагента-сшивателя с добавкой в качестве замедлителя ортокрезола [187].

Свойство материалов образовывать изолирующую структуру в результате реакции конденсации или полимеризации в присутствии воды. Основными реагентами при реализации методов служат силаны [188], акридная кислота, полиизоцианаты, смолы алкидного типа [175].

Свойство материалов изменять характер смачиваемости скелета коллектора. Его можно реализовать использованием практически всех углеводородных жидкостей, поверхностно-активных веществ, гидрофобных эмульсий, силанов [175, 181, 189, 190]. Последние в результате реакции конденсации образуют кремнийорганический полимер, гидрофобизирующий поверхность коллектора [177].

Свойство пены оказывать сопротивление движению воды и разрушаться при контакте с нефтью. Реализация методов осуществляется применением различных рецептур двух- и трехфазных пен, а также способами их получения в пластовых условиях [191, 192].

Свойства, основанные на особенностях нефтяных эмульсий. Механизм, который позволяет осуществить эти методы, аналогичен механизму действия пен, то есть эмульсии в водонасыщенных интервалах оказывают сопротивление движению жидкости, а при контакте с нефтью разрушаются [175, 177, 181, 184].

Свойство, основанное на адсорбционных способностях полимеров. Основным реагентом для реализации этих методов является частично гидрализованый полиакриламид (ПАА) [193]. Механизм изоляционного действия ПАА состоит в его свойстве оказывать селективное сопротивление движению воды без значительного снижения фазовой проницаемости по нефти и связан с реологическими свойствами и адсорбцией молекул полимера на скелете коллектора [177]. Аналогичными свойствами обладают и некоторые другие полимерные материалы, например, полиакриловые и полиметакриловые кислоты, полиоксиэтилен и некоторые другие [177].

Кроме того, предложены также методы, основанные на применении комбинации нескольких материалов, обладающих вышеприведенными свойствами, причем, механизм проявления селективности может быть различным. Примером может служить нагнетание растворимого в воде и нерастворимого в нефти мыла или эфиров, при реакции которых с солями пластовых вод образуется водонерастворимый и нефтерастворимый продукт [179, 187].

Необходимо выделить методы селективной изоляции и ограничения водопритоков, основанные на особенностях ввода тампонажного материала в пласт, которые базируются на использовании специальных технологических приемов, обеспечивающих создание барьера на пути притока воды в скважину. К ним можно отнести различные модификации цементных заливок и методы создания в продуктивных пластах водоизоляционных экранов для предотвращения прорыва в скважину подошвенных вод, вызванных эффектом конусообразования.

Эти работы основываются на том, что из-за различия физических свойств воды и нефти прорыв воды в скважину происходит в первую очередь по высокопроницаемым пластам. Их избирательность зависит от точности определения путей притока воды в скважину и соответствия технологии проведения работ характеру обводнения скважины.

В.А.Блажевичем и другими исследователями [175] предложено использовать свойство высокопроницаемых интервалов пласта обводняться, в первую очередь для проведения технологических операций по изоляции и ограничению водопритоков синтетическими смолами. Как указывают авторы, эффективность многих испытывавшихся изоляционных материалов, нагнетание которых производилось по всей толщине пласта, обуславливалась поглощением тампонажной жидкости высокопроницаемыми прослоями, которые в первую очередь подвержены обводнению. Однако из-за отсутствия достоверных данных о степени и характере обводнения, а также недостаточной изученности строения пласта, использование этой закономерности затруднено и практически всегда носит интуитивный характер.

Для селективной изоляции предлагается также использовать различие размеров поровых каналов в обводненных и нефтенасыщенных интервалах пласта. Метод основан на зависимости фильтруемости дисперсных систем в поровые каналы от соотношения размеров дисперсных частиц изоляционного материала и диаметров поровых каналов [194]. Лабораторными исследованиями установлено, что при диаметре поровых каналов менее трех диаметров частиц дисперсной фазы последние отфильтровываются на входе в пористую среду [194].

Возможно использование отличий теплофизических свойств разнорастворенных интервалов пласта и пластовых флюидов. Предложены методы, в которых рекомендуется использовать различие в скорости выравнивания температуры в пластах с низкой и высокой проницаемостью [177]. Практическое осуществление этих методов связано с необходимостью постоянного контроля за распределением температуры по разрезу в процессе работ или построения достаточно точной модели теплообмена, что при сложности строения пласта затруднено [177].

Кроме того, как известно, при снижении температуры нефти резко увеличивается ее вязкость. При определенных условиях (например, при снижении температуры) нефть может приобретать неньютоновский характер течения. В свою очередь, свойства воды при изменении температуры меняются незначительно. Поэтому появляется возможность использования различий в реологических характеристиках нефти и воды от температуры. Ввиду того, что основные силы сопротивления потоку проявляются вблизи ствола скважины, то произведя охлаждение призабойной зоны пласта, можно увеличить гидравлические сопротивления в нефтенасыщенных интервалах [177].

Из всего вышеизложенного можно заключить, что в настоящее время предложено огромное множество составов и методов селективного ограничения водопритоков. Подавляющая часть эффективных методов основана на использовании различного класса полимерных материалов и композиций на их основе. Однако все без

исключения технологические процессы, в том числе и основанные на использовании различных полимерных материалов, обладают огромным недостатком. Они не перекрывают, к сожалению, хотя бы на некоторое время, перфорационные отверстия в водоносной части коллектора. Иначе говоря, перфорационные отверстия, через которые они нагнетаются в призабойную зону пласта, являются теми же отверстиями, через которые они затем уносятся. Следовательно, высокая эффективность работ по ограничению водопритоков в добывающие скважины находится в прямой зависимости от возможности перекрытия ("запечатывания") перфорационных отверстий в эксплуатационной колонне.

3. Аппаратуры для проведения экспериментальных исследований и моделирования глубинных процессов

Как известно, изучение процессов кислотного воздействия и процессов изоляции и ограничения водопритоков в объеме не дает полной и точной картины того, что происходит в пласте и призабойной зоне продуктивных пластов при фильтрации различных флюидов и воздействующих агентов через пористую среду. Экспериментальные работы в этом случае необходимо проводить в условиях, максимально приближенным к естественным [195, 196]. Поэтому для изучения глубинных процессов были разработаны и созданы установки, позволяющие проводить эксперименты в естественной пористой среде при пластовых температурах и давлениях. Эти установки позволили в широком диапазоне давлений и температур на естественных образцах горных пород проследить кинетику кислотного воздействия и процессов, связанных с формированием в пористой среде водоизоляционных барьеров, выявить ряд закономерностей и тенденций, а также подобрать эффективные реагенты, позволившие реализовать технологические процессы воздействия на призабойную зону продуктивных пластов.

3.1. Установка для определения предельного напряжения сдвига изоляционной структуры.

Высокая эффективность работ по изоляции и ограничению водопритоков в добывающие скважины находится в прямой зависимости от проблемы, связанной с возможностью перекрытия ("запечатывания") перфорационных отверстий в эксплуатационной колонне.

Решение этой проблемы может быть найдено путем применения наиболее прогрессивных технологий, одной из которых является использование магнитоактивных веществ в изоляционных растворах. Поэтому проведенные исследования были направлены на выяснение предела прочности структуры, создаваемой магнитоактивными изоляционными растворами при воздействии на них магнитным полем.

С этой целью была разработана и создана установка для определения предельного напряжения сдвига изоляционной структуры (рис. 3.1) [197].

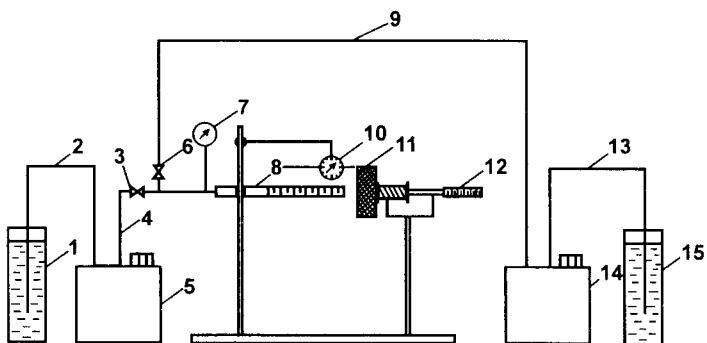


Рис. 3.1. Схема установки для определения предельного напряжения сдвига изоляционной структуры

Установка состоит из измерительного капилляра 1 с манометром 2 для измерения давления, при котором происходит разрушение и смыв изоляционной структуры, дозатора 3 и стакана 4 с изоляционным раствором, соединенных трубопроводом 5, трубопровода 6 для подвода в измерительный капилляр 1 исследуемого изоляционного раствора с вентилем 7, дозатора 8 и стакана 9 с технологической жидкостью (дистиллированная вода), соединенных трубопроводом 10, трубопровода 11 с вентилем 12 для подвода технологической жидкости в измерительный капилляр 1, магнита 13 для создания магнитного поля, благодаря которому в измерительном капилляре 1 создается изоляционная структура, микрометра 14 и индикатора 15 для создания и точного измерения расстояния между магнитом 13 и торцом измерительного капилляра 1.

Установка работает следующим образом. Исходное положение: все вентили закрыты, зазор между торцом измерительного капилляра 1 и магнитом 13 отсутствует. В дозатор 3 через трубопровод 5 набирают из стакана 4 изоляционный раствор, открывают вентиль 7 и через трубопровод 6 вводят дозу изоляционного раствора дозатором 3 в измерительный капилляр 1, после чего вентиль 7 закрывают. При помощи микрометра 14 создают зазор между торцом измерительного капилляра 1 и магнитом 13. Значение создаваемого зазора контролируют по индикатору 15.

Из стакана 9 через трубопровод 10 набирают в дозатор 8 дозу технологической жидкости, открывают вентиль 12, и через трубопровод 11 дозатором 8 создают давление в измерительном капилляре 1. Значение создаваемого давления контролируют посредством манометра 2. После срыва изоляционной структуры отключают дозатор 8 и закрывают вентиль 12, считывают значение давления по показаниям манометра 2, при котором разрушилась изоляционная структура, и производят расчет прочностных свойств.

3.2. Установка для определения фильтрационных свойств изоляционной структуры.

Изоляционная структура, образованная посредством воздействия магнитного поля на изолирующий раствор с магнитоактивными веществами, находящийся в призабойной зоне пласта, создает гидравлическое сопротивление, ограничивающее приток пластовых вод в добывающую скважину. В связи с этим определен интерес представляет возможность определения проницаемости изоляционной структуры, образованной в перфорационном отверстии обсадной колонны.

С этой целью была разработана и создана установка для определения фильтрационных свойств изоляционной структуры (см.рис. 3.2) [198], включающая емкость 7 с изолирующим раствором 8, в которой размещена модель обсадной колонны 6 с перфорационными отверстиями 2. Внутри модели установлен скважинный генератор магнитного поля 3 с центральным осевым каналом 5, питаемый электроэнергией от источника питания 1 через кабель 4.

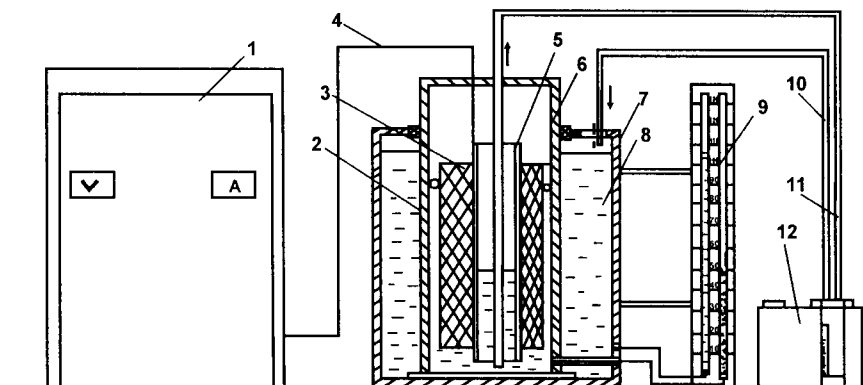


Рис. 3.2. Схема установки для определения фильтрационных свойств изоляционной структуры

Емкость 7 и модель обсадной колонны 6 герметизированы и сообщаются через перфорационные отверстия 2. Циркуляция изолирующего раствора 8 через перфорационные отверстия 2 в модели обсадной колонны 6 создается насосом 12 через напорный 10 и всасывающий 11 трубопроводы. Контроль уровня изолирующего раствора 8 в емкости 7 и внутри модели обсадной колонны 6 осуществляется с помощью пьезометра 9.

Установка работает следующим образом. В емкость 7 заливают изолирующий раствор 8 на основе магнитоактивных веществ и создают его циркуляцию. От источника питания 1 через кабель 4 подводят

электроэнергию к скважинному генератору магнитного поля 3, что позволяет создать в модели обсадной 6 колонны магнитное поле, под воздействием которого в перфорационных отверстиях 2 образуется изоляционная структура. С помощью пьезометра 9 контролируют уровни изолирующего раствора в емкости 7 и центральном осевом канале 5 скважинного генератора магнитного поля 3, гидравлически сообщенного с перфорационными отверстиями 2 с внутренней стороны модели 6.

В условиях эксперимента модель обсадной колонны представляла собой заглушенную с нижней стороны трубу наружным диаметром 0,146 м и длиной 0,75 м. По диаметру трубы, толщина стенки которой составляла 0,0096 м, было высверлено пять рядов отверстий радиусом 0,007 м, общее количество которых достигало 20.

3.3. Установка для моделирования процессов, происходящих в призабойной зоне продуктивных пластов.

Для изучения процессов, происходящих в призабойной зоне продуктивных пластов нефтяных скважин при переменных направлениях фильтрации пластовых флюидов и воздействующих агентов, быстрой оперативности их смены, изменения состава фильтрующихся агентов в результате их взаимодействия между собой и породой была разработана установка для моделирования процессов, происходящих в призабойных зонах продуктивных пластов нефтяных и газовых скважин [195, 199, 200].

На рис. 3.3 приведена принципиальная схема установки; на рис. 3.4 ее плунжера.

Установка состоит из кернодержателя 1 (см.схему установки рис. 3.3), в котором установлен образец 2 горной породы. К кернодержателю 1 через манифольд 3 с вентилями 4 и 5 подключен пресс 6 для создания гидрообжима, имитирующего горное давление. Манифольд 3 снабжен манометром 7 для контроля давления гидрообжима. Пресс 6 через манифольд 3 также соединен с заборным бачком 8.

Необходимая температура в кернодержателе 1 поддерживается посредством водяной рубашки 9, питаемой термостатом (на рисунке не показан).

Баллон со сжатым воздухом 10, снабженный манометром 11 через вентиль 12 и трубопровод 13 соединен с поршневыми контейнерами 14-16. Эти контейнеры оборудованы вентилями 17-22. Контейнеры 14-16 через рабочие трубопроводы 23-28 соединены с плунжерами 29 и 30. Плунжеры 29 и 30 (см. рис. 3.4) включают корпус 31 и 32, выходные торцы 33 и 34 которых снабжены тремя радиальными 35, 40 и тремя продольными 41 и 42 (два остальных на рис. 3.4 не показаны) каналами, сообщающимися с центральными осевыми каналами 43 и 44.

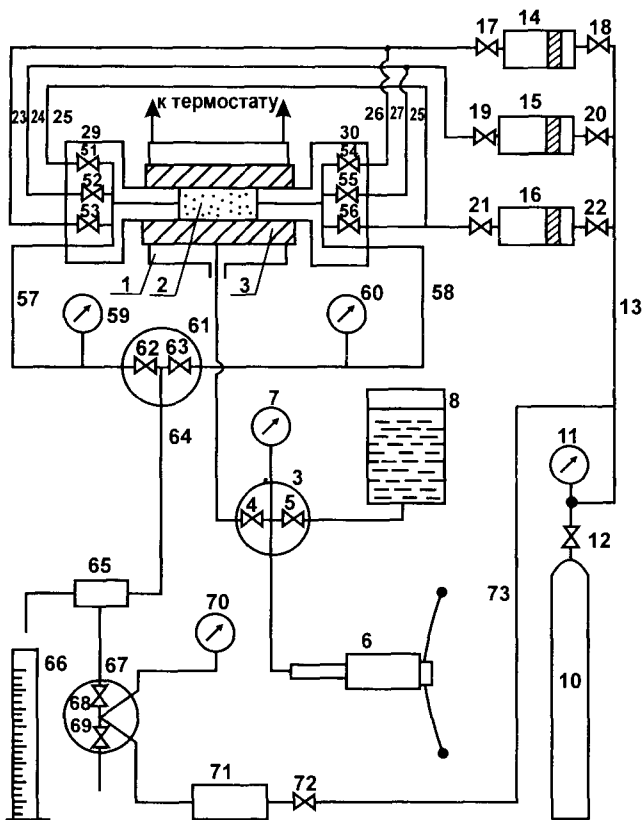


Рис. 3.3. Установка для моделирования процессов, происходящих в призабойных зонах продуктивных пластов нефтяных и газовых скважин

Продольные каналы 41, 42 (не показанные на рис. 3.4) разобщаются с радиальными каналами 35-40 при помощи игл 45-50 запорных вентилей 51-56. Продольные каналы 41,42 (не показанные на рис. 3.4) и плунжеры 29 и 30 сообщены с трубопроводами 23-28. Центральные осевые каналы 43 и 44 плунжеров 29 и 30 сообщены с трубопроводами 57 и 58.

Через трубопроводы 57 и 58, снабженные манометрами 59 и 60, через манифольд 61 с вентилями 62 и 63 и трубопровод 64 плунжеры 29 и 30 кернодержателя 1 соединены с регулятором давления 65, предназначенного для создания забойного пластового давления в кернодержателе 1. Мерный цилиндр 66 служит для замера объема и отбора проб профильтрованной через образец 2 горной породы исследуемой жидкости. Регулятор давления 65 через манифольд 67 с

вентилем 68 и 69, снабженный манометром 70, буферный контейнер 71 с вентилем 72, трубопровод 73 и вентиль 12 сообщен с баллоном со сжатым воздухом 10.

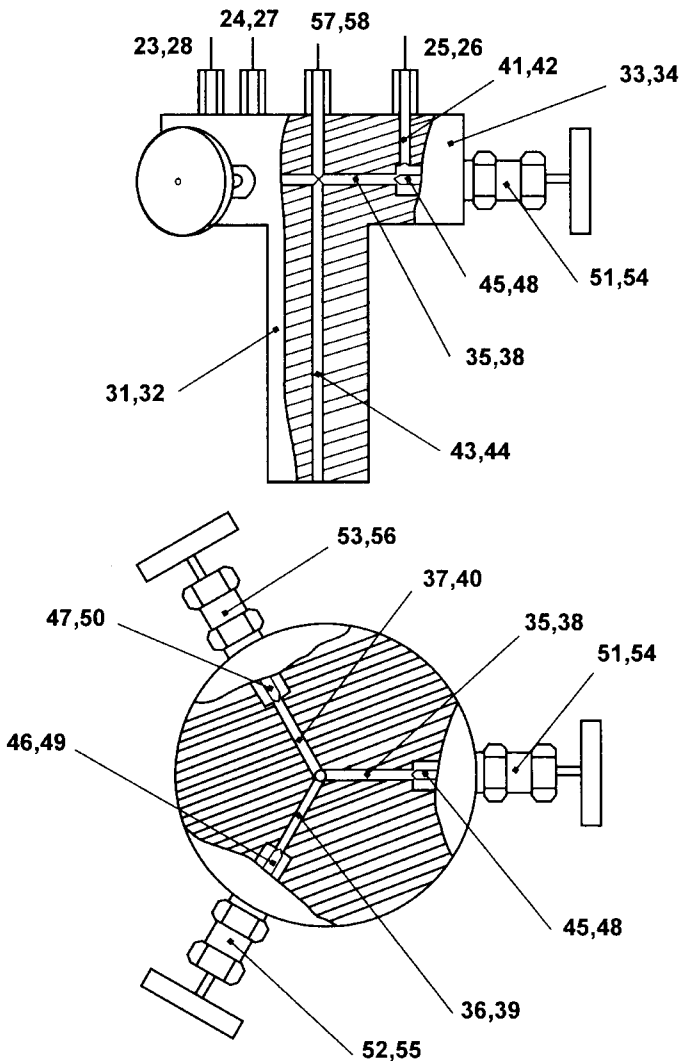


Рис. 3.4. Плунжер установки для моделирования процессов, происходящих в призабойных зонах продуктивных пластов нефтяных и газовых скважин

Вся установка за исключением манометров 7, 11, 59, 60 и 70, прессы 6, бачка 8, мерного цилиндра 66 и баллона 10 с вентилем 12, помещена в воздушный термостат (на схеме рис. 3.3 не изображен).

Принцип работы установки.

В исходном состоянии все вентили закрыты. Экстрагированный и высушенный образец 2 горной породы загружают в кернодержатель 1. Контейнеры 14-16 заполняют исследуемыми жидкостями. Воздушным термостатом прогревают всю установку до необходимой температуры. Открывают вентиль 5 и из бачка 8 наполняют рабочей жидкостью пресс 6. Закрывают вентиль 5 и открывают вентиль 4. Прессом 6 через манифольд 3 создают гидрообжим образца 2 горной породы в кернодержателе 1, имитируя горное давление. Манометр 7 контролирует величину создаваемого гидрообжима. Водяным термостатом через водяную рубашку 9 поддерживают в кернодержателе 1 заданную температуру, которая может отличаться от температуры всей установки, поддерживаемой воздушным термостатом. Открывают вентиль 12 и заполняют сжатым воздухом трубопроводы 13 и 73. Давление сжатого воздуха контролируют манометром 11. Открытием вентиля 72 заполняют сжатым воздухом из баллона 10 через трубопровод 73 буферный контейнер 71 до необходимого давления, контролируемого манометром 70.

Вентиль 72 закрывают. Открывают вентиль 68, чем создается заданное давление в регуляторе давления 65, равное давлению в буферном контейнере 71.

При необходимости создания в образце 2 горной породы остаточной водонасыщенности, она осуществляется одним из общеизвестных методов, например, методом вытеснения [201]. После чего открывают вентили 18, 20 и 22, тем самым в поршневые контейнеры 14-16 по трубопроводу 13 и через ранее открытый вентиль 12 из баллона 10 поступает сжатый воздух.

Открывая вентиль 17 в продольные каналы 41 и 42 плунжеров 29 и 30 через трубопроводы 25 и 26, направляется необходимая в данный момент жидкость из контейнера 14. При выдвигании иглы 45 вентиля 51 плунжера 29 через радиальный канал 35 и центральный осевой канал 43 исследуемая жидкость подается в образец 2 горной породы, а также в трубопровод 57, где контролируется давление на входе в кернодержатель 1 манометром 59. Пройдя образец 2 горной породы, исследуемая жидкость через центральный осевой канал 44 плунжера 30 и трубопровод 58 поступает в манифольд 61. Открывая вентиль 63 манифольд 61, исследуемая жидкость через трубопровод 64 поступает в регулятор давления 65. Манометр 60 контролируется давлением на выходе из кернодержателя 1. Пройдя регулятор давления 65, исследуемая жидкость направляется в мерный цилиндр 66, где отбирается проба и замеряется ее объем.

По разности давлений на входе и выходе кернодержателя 1, вязкости, объему жидкости, накопившейся в мерном цилиндре 66 за определенное время, и геометрическим размерам образца 2 горной породы рассчитывается проницаемость.

При необходимости замены фильтрующейся жидкости через образец 2 горной породы закрывают вентиль 51 плунжера 29 и вентиль 17, и открывают вентиль 19 или 21 и вентиль 52 или 53 плунжера 29, тем самым в образец 2 горной породы поступает жидкость из контейнера 15 или 16.

Для изменения направления фильтрации жидкостей в образце 2 горной породы закрывают вентили 51 и 63 и открывают вентили 54 и 62. В этом случае жидкость из контейнера 14 (или 15, 16) через вентиль 17 (или 19, 21), трубопровод 26 (или 27, 28), продольный 42 (или через показанные на рис. 3.4), радиальный 38 (или 39, 40) и центральный 44 каналы плунжера 30 направляются в образец 2 горной породы с обратной стороны, а через центральный канал 43 плунжера 29, трубопровод 57, открытый вентиль 62 манифольда 61, трубопровода 64 и регулятор давления 65 в мерный цилиндр 66 для отбора пробы и замера ее объема.

Таким образом, разработанная установка позволяет моделировать и исследовать кинетику процессов, происходящих в призабойных зонах продуктивных пластов нефтяных скважин, при переменных направлениях фильтрации пластовых флюидов и воздействующих агентов, а также при быстрой их смене. Это позволило, в дальнейшем, получить более достоверные данные качественной и количественной оценки явлений, происходящих в призабойных зонах продуктивных пластов при проведении работ по интенсификации добычи углеводородов.

3.4. Секционный кернодержатель

С целью более детального изучения процесса отложения асфальто-смоло-парафиновых веществ в пористой среде при моделировании глубинных процессов, происходящих в пластах и призабойных зонах нефтяных скважин при изменяющемся температурном поле был разработан кернодержатель, конструктивным отличием которого является то, что корпус его выполнен в виде отдельных камер с возможностью поддержания в них автономных температур. В свою очередь, камеры гидравлически сообщены между собой центральными осевыми каналами ряда плунжеров, причем, выходной торец плунжера предыдущей камеры является входным торцом последующей.

Наличие отдельных камер с возможностью поддержания в каждой из них автономных температурных режимов гидравлически сообщенных между собой центральными осевыми каналами ряда плунжеров, позволило точно ограничить распределение температур по длине образца горной породы. Это, в свою очередь, позволило более достоверно смоделировать условия, происходящие в пласте и призабойной зоне нефтяных скважин при формировании парафинистых отложений.

На рис. 3.5 показана схема секционного кернодержателя, а на рис. 3.6 - плунжера.

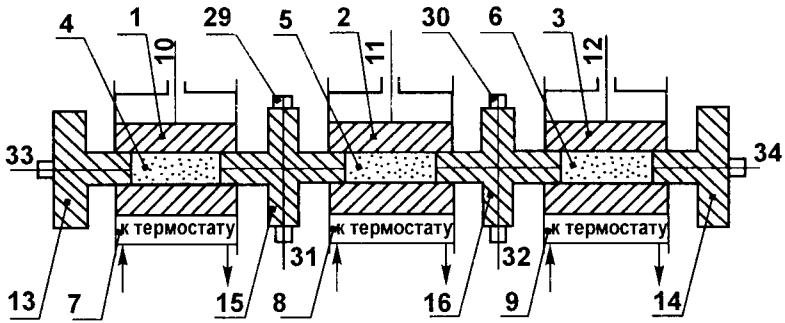


Рис. 3.5. Секционный кернодержатель

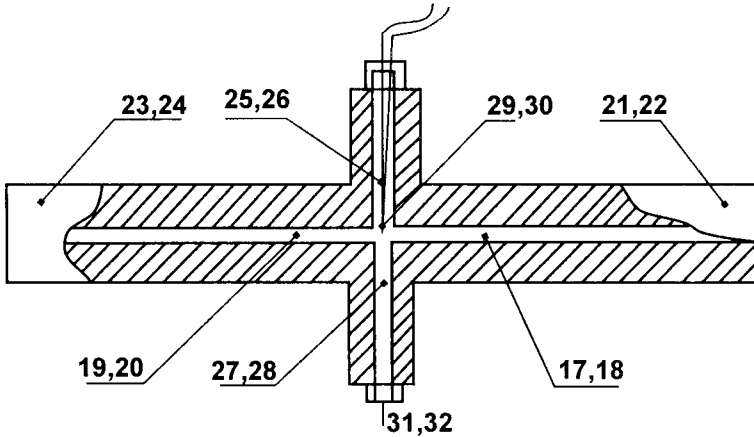


Рис. 3.6. Плунжер секционного кернодержателя

Секционный кернодержатель состоит из корпусов 1, 2, 3, в камерах которых находятся образцы горной породы 4, 5, 6. Корпуса 1, 2, 3 снабжены терморубашками 7, 8, 9, предназначенными для поддержания в камерах с образцами горной породы 4, 5, 6 автономных температурных режимов. Терморубашки 7, 8, 9 питаются от водяных термостатов типа УТ-15 (на схеме не показаны). Имитация горного давления на образцы горной породы 4, 5, 6 (гидрообжим) создается через трубопроводы 10, 11, 12.

Входная и выходная часть секционного кернодержателя снабжена плунжерами 13, 14, предназначенными для создания горного давления на торцах образцов горной породы 4, 6, а также для подвода и отвода

исследуемых флюидов. Камеры с образцами горной породы 4, 5, 6 корпусов 1, 2, 3 гидравлически сообщены между собой через плунжеры 15 и 16.

Плунжеры 15, 16 (см. рис. 3.6) включают в себя корпус 17, 18 с центральными осевыми каналами 19, 20, входным 21, 22 и выходным 23, 24 торцами. Центральный осевой канал 19, 20 гидравлически сообщен с двумя радиальными каналами 25, 26, 27, 28. Через радиальный канал 25, 26 вводится термopара 29, 30, а радиальный канал 27, 28 предназначен для отбора проб исследуемых флюидов через трубопроводы 31, 32.

Плунжеры 13, 14 секционного кернодержателя подсоединены через трубопроводы 33, 34 к системе прокачки исследуемых флюидов вышеописанной автором установки для исследования выпадения и растворения асфальто-смоло-парафиновых веществ в пористой среде.

Секционный кернодержатель работает следующим образом.

Через трубопроводы 10, 11, 12 создается необходимое давление гидрообжима, а плунжерами 13, 14, 15, 16 - горное давление на торцах образцов горной породы 4, 5, 6.

Через трубопровод 33 и плунжер 13 подают в образец горной породы 4 необходимый флюид, пройдя который он через выходной торец 23 плунжера 15, его центральный осевой канал 19 и входной торец 21 направляются в образец горной породы 5. Затем, пройдя образец горной породы 5, через выходной торец 24 плунжера 16, его центральный осевой канал 20 и входной торец 22, исследуемый флюид направляется в образец горной породы 6. Пройдя через образец горной породы 6, выходной плунжер 14, исследуемый флюид по трубопроводу 34 отводится из секционного кернодержателя.

Автономные температурные режимы в камерах с образцами горной породы 4, 5, 6 поддерживаются посредством терморубашек 7, 8, 9, питаемых отдельными термостатами типа УТ-15 (на схеме не показаны). Температура контролируется при помощи термopар 29, 30, введенных в радиальные каналы 25, 26 плунжеров 15, 16.

При необходимости отбора проб исследуемого флюида, они отбираются через радиальные каналы 27, 28 плунжеров 15, 16 и трубопроводы 31, 32.

Таким образом, разработанный автором секционный кернодержатель, в отличие от известных, позволяет моделировать и исследовать кинетику глубинных процессов, происходящих в пластах и призабойных зонах продуктивных пластов нефтяных скважин при изменяющемся температурном поле вследствие дросселирования флюидов через пористую среду коллекторов или при закачке холодных агентов. Это позволило получить достаточно объективную и весьма достоверную информацию качественной и количественной оценки явлений, происходящих в пластах и в призабойных зонах продуктивных пластов нефтяных скважин.

3.5. Установка для определения параметров фильтрации флюидов в пористой среде.

В дальнейшем, для повышения точности проводимых экспериментальных исследований по изучению фильтрационных свойств пластовых флюидов и воздействующих агентов в пласте и призабойной зоне продуктивных пластов в процессе вскрытия, освоения и эксплуатации скважин, разработана и создана установка для определения параметров фильтрации пластовых флюидов и воздействующих агентов в пористой среде [195, 202].

Повышение точности экспериментальных исследований на разработанной установке достигается за счет исключения пульсаций давления при разгазировании флюидов в регуляторе давления. Конструктивно это реализовано тем, что установка дополнительно снабжена контейнером с разделителем, гидравлически сообщенным с выходным плунжером и регулятором давления, а выходная часть контейнера с разделителем заполнена негазированной жидкостью (в экспериментальных исследованиях в качестве негазированной жидкости использовалось трансформаторное масло).

Кроме того, контейнер с разделителем конструктивно объединен с выходным плунжером кернодержателя.

На рис. 3.7 показана принципиальная схема установки, на рис. 3.8 - плунжер-контейнера.

К кернодержателю 1 через манифольд 3 с вентилями 4 и 5 подключен пресс 6 для создания гидрообжима, имитирующего горное давление. Манифольд 3 снабжен манометром 7 для контроля давления гидрообжима. Пресс 6 через манифольд 3 также соединен с заборным бачком 8. Необходимая температура в кернодержателе 1 поддерживается посредством водяной рубашки 9, питаемой термостатом типа УТ-15 (на схеме показан). Измерительный пресс 10 через манифольд 11 с вентилями 12 и 13 подключен к контейнеру с поршневым разделителем 14, а через манифольд 15 с вентилями 16 и 17, и манифольд 18 с вентилями 19 и 20 - сообщен с регулятором давления 21 и с плунжером разделителем 22. Плунжер-разделитель 22 (см. рис. 3.8) включает корпус 23, выходная часть 24 которого выполнена в виде полости 25, разобщенной на две части подвижным разделителем 26. Входная часть 27 плунжера-разделителя 22 имеет центральный осевой канал 28, гидравлически сообщенный с двумя радиальными каналами 29 и 30 и полостью 25, находящейся под разделителем 26. Полость 25, находящаяся над разделителем 26 плунжера-разделителя 23 снабжена выходным каналом 31. Измерительный пресс 10 наполняется негазированной жидкостью из заборного бачка 32 через вентиль 12 манифольда 11. Давление, создаваемое прессом 10, контролируется манометром 33.

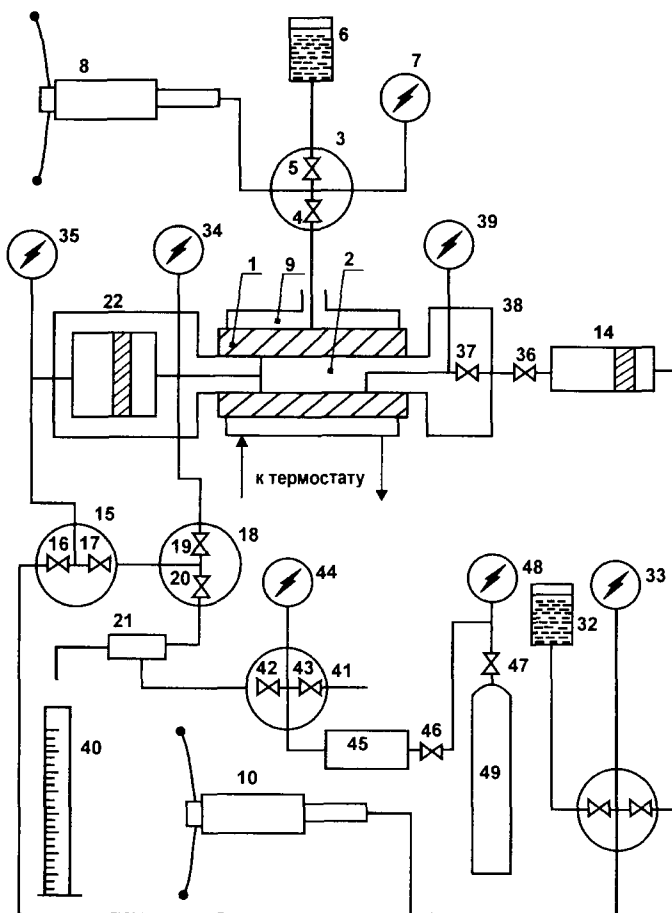


Рис. 3.7. Установка для определения параметров фильтрации пластовых флюидов и воздействующих агентов в пористой среде

Давление в полостях плунжера 22 под разделителем 26 контролируется манометром 34, а над разделителем 26 - манометром 35.

Исследуемый флюид из контейнера с поршневым разделителем 14 подается через вентиль 36 и вентиль 37 входного плунжера 38 в образец горной породы 2, расположенный в кернодержателе 1. Давление исследуемой жидкости на входе в образец горной породы 2 контролируется манометром 39. Через манифольды 15 и 18 плунжер 22 через регулятор 21 сообщен с мерным цилиндром 40. Регулятор давления 21 через манифольд 41 с вентилями 42 и 43, снабженный

манометром 44, буферный контейнер 45 с вентилем 46, вентиль 47 с контрольным манометром 48 сообщены с баллоном со сжатым воздухом 49.

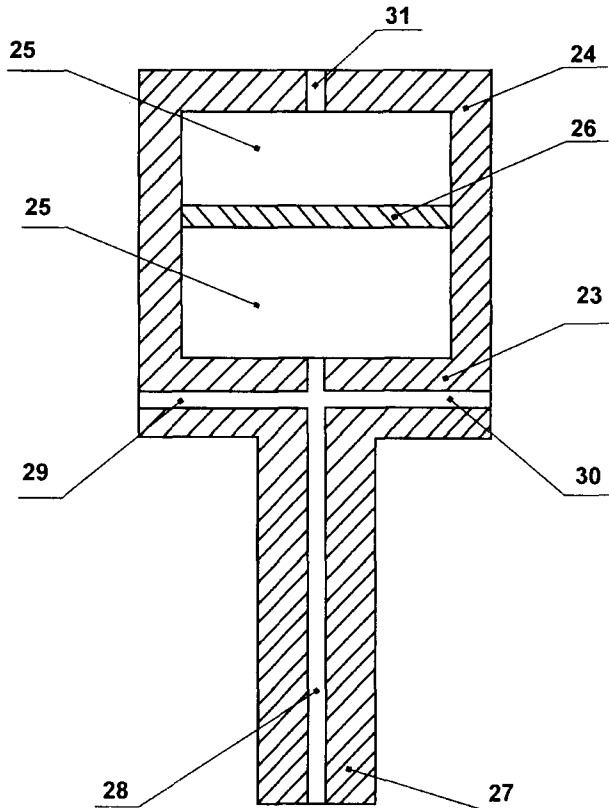


Рис. 3.8. Плунжер-контейнер установки для определения параметров фильтрации пластовых флюидов и воздействующих агентов в пористой среде

Принцип работы установки.

Исходное состояние: все вентили закрыты. Экстрагированный и высушенный образец 2 горной породы загружают в кернодержатель 1. Контейнер 14 заполняют исследуемым флюидом (например, пластовой нефтью). Открывают вентиль 5 манифольда 3 и наполняют пресс 6 из заборного бачка 8 рабочей жидкостью. Закрывают вентиль 5 и открывают вентиль 4. Прессом 6 через вентиль 4 манифольда 3 создают гидрообжим образца 2 горной породы в кернодержателе 1, имитируя горное давление. Манометром 7 контролируют величину создаваемого гидрообжима. Водяным термостатом через водяную рубашку 9

поддерживают в кернодержателе 1 заданную температуру. Открытием вентиля 47 и 46 заполняют сжатым газом из баллона 49 буферный контейнер 45. По достижении заданной величины давления, контролируемого манометром 44, закрывают вентиль 46. Давление в баллоне 49 контролируют манометром 48. Открывают вентиль 42, чем задается заданное давление в регуляторе давления 21, равное давлению в буферном контейнере 45.

При необходимости, для более точной установки давления в регуляторе давления 21, избыток сжатого воздуха удаляют открытием вентиля 43, сообщенного с атмосферой.

Далее открывают вентиль 12 манифольда 11 и наполняют пресс 10 из бачка 32 измерительной жидкостью. Закрывают вентиль 12, открывают вентиль 16 манифольда 15 и наполняют через выходной канал 31 полость 25 над разделителем 26 плунжера-разделителя 22 негазированной жидкостью. Создают давление негазированной жидкости в полости 25 над разделителем 26 выше давления насыщения. Давление контролируют по манометру 35. Закрывают вентиль 16.

Открывают вентиль 13 манифольда 11 и создают давление выше давления насыщения в контейнере с поршневым разделителем 14. Давление контролируют манометром 33. Затем, открывают вентили 36 и 37, и через плунжер 38 кернодержателя 1 подают исследуемый флюид из контейнера с поршневым разделителем 14 в образец 2 горной породы. Давление контролируют манометром 39. Пройдя образец 2 горной породы, исследуемый флюид через центральный осевой канал 28 входной части 27 плунжера-разделителя 22 накапливается в полости 25 под разделителем 26. Давление через радиальный канал 30 плунжера-разделителя 22 подводится для контроля к манометру 34. Открывают вентиль 17 манифольда 15 и вентиль 20 манифольда 18. По мере накопления исследуемого флюида во входной части 27 полости 25 под разделителем 26, будет возрастать давление и будет передаваться посредством подвижного разделителя 26 в полости 25 под ним. Через вентили 17 и 20 негазированная жидкость поступает в регулятор давления 2. Давление контролируют манометром 35. Пройдя регулятор давления 21, негазированная жидкость направляется в мерный цилиндр 40, где замеряется ее объем.

По разности давлений на входе и выходе из кернодержателя 1, вязкости исследуемого флюида, объему негазированной жидкости, накопившемуся в мерном цилиндре 40 за определенное время, и размерам образца 2 горной породы рассчитываются параметры фильтрации пластовых нефтей в пористой среде.

При необходимости наполнения измерительной жидкости в плунжере-разделителе 22 закрывают вентиль 13 манифольда 11, вентиль 17 манифольда 15 и вентиль 36. Открывают вентиль 19, сообщающийся с радиальным каналом 29 плунжера-разделителя 22, и при помощи прессы наполняют полости 25 над разделителем 26 плунжера 22 негазированной жидкостью. Затем, обратными операциями с вентилями приводят установку в исходное положение.

Разработанная установка дает возможность определять параметры

фльтрации пластовых флюидов и воздействующих агентов в пористой среде при пластовых давлениях и температурах. Использование в установке плунжера-разделителя, выходная часть которого наполнена негазированной жидкостью, позволило исключить погрешность измерений, возникающую вследствие пульсации разгазированных флюидов в регуляторе давления, и тем самым повысить в 30 раз точность проводимых экспериментальных исследований, что особо важно при определении различных параметров фильтрации пластовых флюидов и воздействующих агентов.

3.6. Двухслойная модель пласта.

Для исследования процесса ограничения водопитока в добывающую скважину при вытеснении нефти водой создана установка [203]. Она состоит (рис.3.9) из кернодержателя 12, задатчика расхода 3, дозирующего устройства 19 - необходимого для дозирования необходимого объема изолирующего раствора, измерительного цилиндра 18, заборных емкостей для изолирующего раствора 21 и фильтруемого флюида 1. Заборная емкость с фильтруемым флюидом 1 гидравлически соединена с кернодержателем 12 через вентиль 9, трубопровод 7 с манометром 8, задатчик расхода 3 и трубопровод 2. Заборная емкость для изолирующего раствора 21 взаимосвязана с кернодержателем 12 через вентиль 13, трубопровод 16, дозирующее устройство 19 и трубопровод 20. Флюид из кернодержателя 12 отводится через вентиль 15 в измерительный цилиндр 18. Кернодержатель 12 состоит из корпуса 6, моделей нагнетательной 5 и добывающей 14 скважин с перфорационными каналами 4 и насыпной модели пласта, состоящей из верхнего 11 и нижнего 10 слоев. В модели добывающей скважины 14 располагается магнит 17. В зависимости от постановки экспериментальных исследований, между верхним 11 и нижним 10 слоями модели пласта может находиться или отсутствовать непроницаемая перегородка (на рис. 3.9 не показана).

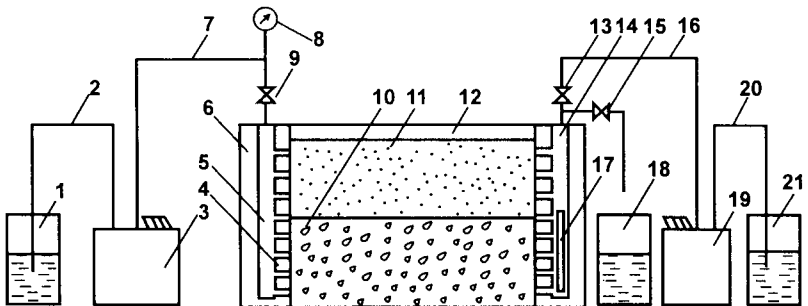


Рис. 3.9. Схема установки для моделирования процесса ограничения водопитока в добывающую скважину

Установка работает следующим образом. Исходное положение - все вентили закрыты. Магнит 17 извлечен из модели добывающей скважины 14 кернодержателя 12. Моделируем и герметизируем пласт, состоящий из слоев 10 и 11. Открываем вентиль 15 и вакуумируем модель пласта. Насыщаем нижний 10 и верхний 11 слои модели пласта моделью нефти (керосином), определяем объем пор. Открываем вентиль 9. Вода, поступающая из заборной емкости 1 через трубопроводы 2, 7 и датчик расхода 3, вытесняет модель нефти из двухслойной модели пласта 10, 11. При этом скорость вытеснения соизмерима со скоростью флюидов реальных пластовых систем. Давление в магистрали контролируем манометром 8. Фильтрат отводим через вентиль 15 в измерительный цилиндр 18. После прокачки одного порового объема флюида прекращаем закачивать воду и закрываем вентиль 15. Открываем вентиль 13 и из заборной емкости для изолирующего раствора 21 через трубопроводы 20 и 16 дозирующим устройством 19 создаем в двухслойной модели пласта 10, 11 оторочку магнитоактивного изолирующего раствора. Затем закрываем вентиль 13 и открываем вентиль 15. Вводим магнит 17 в модель добывающей скважины 14 и через датчик расхода 3 возобновляем вытеснение модели нефти из двухслойной модели пласта 10, 11 водой. При использовании магнитоактивного изолирующего раствора с жидкостью-закрепителем ввод последней осуществляется после вытеснения из модели пласта флюида в объеме, равном объему созданной оторочки изолирующего раствора, и извлекаем магнит 17 из модели добывающей скважины 14.

В зависимости от проведения экспериментальных исследований между верхним 11 и нижним 10 слоями модели пласта может находиться или отсутствовать непроницаемая перегородка.

По полученным данным (величине добытой модели нефти до и после моделирования изоляции водопритока) рассчитываем коэффициент вытеснения, прирост которого показывает эффективность ограничения водопритока.

Особенностью установки является кернодержатель, выполненный из прозрачного органического стекла, позволяющего визуально контролировать процессы моделирования.

4. Управляемые дисперсные системы и композиционные составы для повышения производительности скважин

4.1. Нитрат карбамида

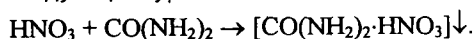
В процессе вскрытия продуктивных пластов, а также эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин происходит снижение проницаемости призабойной зоны. Для успешного освоения и поддержания на необходимом уровне производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин широко применяются различные виды кислотных обработок. Как уже указывалось выше, к одному из прогрессивных методов кислотных обработок, применяемых в настоящее время, можно отнести воздействие на призабойную зону продуктивного пласта азотной кислотой [141, 142].

Однако различные кислотные составы на основе азотной кислоты, как и чистая азотная кислота, чрезвычайно сильные окислители. Использование последней для кислотных обработок вызывает сильную коррозию и разрушение уплотнительных элементов и нефтепромыслового оборудования. При контакте кислотных растворов с нефтепромысловым оборудованием происходит интенсивная реакция между азотной кислотой и железом с выделением бурых окислов азота, а образовавшееся азотнокислое железо в отработанном растворе гидролизуется с выпадением нерастворимой в воде основной соли, закупоривающей поровое пространство призабойной зоны пласта. Причем, повышенная пластовая температура, к тому же, усиливает степень гидролиза.

Для того, чтобы предупредить указанные явления, азотную кислоту перед закачкой в скважину переводят в неактивную форму - ее комплекс с карбамидом, или, говоря по-иному, - в ее соль, нитрат карбамида (НК) [204, 205-208].

Образующийся нитрат карбамида представляет собой мелкодисперсный нерастворимый в углеводородных жидкостях продукт, выпадающий в осадок.

Взаимодействие азотной кислоты с карбамидом описывается следующим уравнением:



Такой комплекс с выпадением осадка в условиях получения из минеральных кислот дает только азотная кислота. Другие кислоты (соляная, серная и т.д.) образуют высокорастворимые соединения карбамида, которые не дают осадка в условиях получения [209-211].

Из приведенного уравнения следует, что азотная кислота и карбамид взаимодействуют в эквивалентном соотношении: 1 моль азотной кислоты реагирует с 1 молекул карбамида, что составляет 63 г азотной кислоты и 60 г карбамида.

Азотная кислота - жидкость, содержание основного вещества в которой различно, в зависимости от ее концентрации. В табл. 4.1 приведены соотношения между массами азотной кислоты и карбамидом, которые необходимо использовать при получении нитрата карбамида в расчете на 1 м³ азотной кислоты различной концентрации.

Концентрация, плотность и содержание азотной кислоты в 1 м³ приведены в [212]. Необходимое количество карбамида для перевода азотной кислоты в нитрат карбамида можно определить из табл. 4.1.

Полученный в результате продукт просушивают при температуре 105 °С. Содержание влаги в продукте после просушивания составляет 0,37%.

Как установлено исследованиями [206], нитрат карбамида представляет собой белое кристаллическое вещество плотностью 1746 кг/м³. Коррозионная активность влажного порошка (до просушки) составляет 3989 г/м²·час. Содержание азотной кислоты в просушенном продукте определяли путем титрования щелочью (1-нормальный раствор КОН) в присутствии индикатора - метилоранжа. Проведенное определение показало, что в высушенном продукте содержится 48 % азотной кислоты.

Таблица 3.1.

СООТНОШЕНИЯ МЕЖДУ МАССАМИ АЗОТНОЙ КИСЛОТЫ РАЗЛИЧНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ И КАРБАМИДОМ

Концентрация азотной кислоты, %	Плотность азотной кислоты, кг/м ³	Содержание азотной кислоты в 1 м ³ , кг	Необходимая масса карбамида, кг
20	1115	223,0	212,4
30	1246	354,0	337,1
40	1246	489,4	466,1
50	1310	655,0	623,8
60	1367	820,2	781,1
70	1413	989,1	942,0
80	1452	1161,6	1106,3
90	1483	1334,7	1271,1
100	1513	1513,0	1441,0

При определении термической стабильности продукта установлено, что, начиная от 115 до 120 °С, начинается его разложение. В первые 15 мин. водородный показатель среды рН=1, а затем происходит разложение продукта, при котором рН становится равным 7. Очевидно, что при температуре 115-120 °С нитрат карбамида распадается с выделением аммиака, как и сам карбамид, который при нагревании с кислотами гидролизуется с выделением аммиака, что и ведет к нейтрализации. Таким образом, можно отметить, что нитрат карбамида (карбамидный комплекс азотной кислоты) устойчив по своему физическому и химическому составу до 110 °С.

При разбавлении водой происходит разрушение нитрата карбамида с образованием исходных продуктов - азотной кислоты и карбамида. Процесс этот не мгновенный, а постепенный. Поэтому постепенное получение азотной кислоты в пласте при разрушении нитрата карбамида дает возможность увеличить глубину охвата пласта при воздействии комплексом, нежели при воздействии чистой азотной кислотой, когда реакция идет в близлежащей призабойной зоне. Основной характеристикой, отражающей процесс разрушения нитрата карбамида, является его растворимость в воде (рис. 4.1).

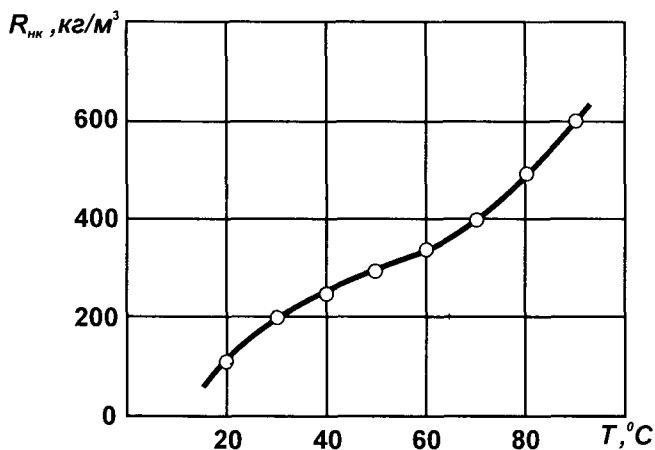


Рис. 4.1. Зависимость изменения растворимости нитрата карбамида в воде от температуры

Приведенная на рис. 4.1 кривая описывается следующей эмпирической формулой:

$$R_{нк} = 0,0022 \cdot T^3 - 0,336 \cdot T^2 + 21,5 \cdot T - 209, \quad (4.1)$$

где $R_{нк}$ - растворимость нитрата карбамида, кг/м³; T - температура раствора, °С.

Другим фактором, способствующим увеличению охвата пласта

кислотной обработкой, является то, что при разрушении комплекса путем разбавления его водой, происходит снижение концентрации и азотной кислоты в растворе. Таким образом, выбирая ту или иную степень разбавления можно регулировать и глубину охвата продуктивного пласта кислотным воздействием [213]. Кроме того, когда нитрат карбамида при разбавлении находится в дисперсном растворе в избытке, появляется возможность автономного поддержания постоянной концентрации азотной кислоты в растворе на уровне 4,8-26,5%, в зависимости от температуры последнего. Зависимость концентрации азотной кислоты от температуры раствора описывается следующей формулой:

$$C_{ак} = 0,000074 \cdot T^3 - 0,012 \cdot T^2 + 0,885 \cdot T - 8,6, \quad (4.2)$$

где T - температура раствора, °C.

Необходимо также отметить, что карбамид после разрушения комплекса в пласте дальнейшего участия в реакции не принимает. Однако он не вызывает и никаких осложнений ввиду его высокой растворимости в воде (104,7 г на 100 г воды при 20 °C). Кроме того, он обладает способностью улучшать смачиваемость горных пород, что, естественно, повышает эффективность кислотного воздействия при удалении продуктов реакции из порового пространства призабойной зоны пласта.

Получение нитрата карбамида позволяет использовать весьма интересный, с промышленной точки зрения, продукт для проведения кислотного воздействия на призабойную зону продуктивного пласта [206].

4.1.1. Коррозионная активность нитрата карбамида и композиций на его основе.

Несмотря на то, что активность полученного нитрата карбамида снижается во много раз, наличие воды при его получении и применении придает ему достаточно высокую коррозионную агрессивность [106]. Поэтому коррозионная активность самого нитрата карбамида и растворов на его основе представляет собой довольно большой интерес и требует всестороннего и глубокого изучения.

Комплекс карбамида с азотной кислотой (или нитрат карбамида) резко отличается по своим химическим свойствам от исходной кислоты. Обезвоженный нитрат карбамида практически не реагирует ни с железом, ни с карбонатами пласта. Коррозионная активность нитрата карбамида, просушенного при температуре 105 °C до остаточного содержания воды 0,37% составляет 0,06 г/м²·час. В то же время нитрат карбамида, просушенный при температуре 60 °C, имеет остаточную влажность 32,22% и коррозионная активность его, в зависимости от температуры (20-100 °C), составляет 0,2-6,08 г/м²·час соответственно. На рис.4.2 показана зависимость изменения коррозионной активности

нитрата карбамида от температуры, просушенного при температуре 60 °С до остаточной влажности 32,22%.

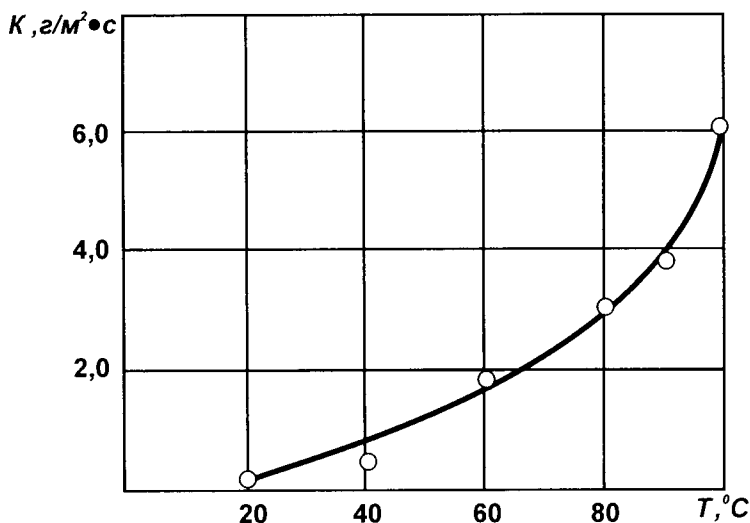


Рис. 4.2. Зависимость изменения коррозионной активности нитрата карбамида от температуры

Коррозионная активность осажденного на фильтре порошка нитрата карбамида без просушки составляет 60 $г/м^2 \cdot час$. Для сравнения коррозионная активность 40% азотной кислоты составляет 5292 $г/м^2 \cdot час$.

Исходя из вышеизложенного, огромный интерес для практического использования могут представлять результаты по изучению коррозионной активности водных растворов кислотного комплекса в неактивной форме в зависимости от его концентрации и температуры раствора. Исследования проводились в следующей постановке [214]. Пластины из стали марки "Сталь 3" с геометрическими размерами 37x24x1 мм помещали в бюксу с водным раствором нитрата карбамида. Объем раствора составлял 100 $см^3$. По истечении 1 часа ее извлекали из кислотного раствора, просушивали и взвешивали на аналитических весах. Сопоставив массу пластины до ее погружения в водный раствор нитрата карбамида и после просушки определяли скорость коррозии. Все эксперименты проводились при различных концентрациях и температурах растворов нитрата карбамида. Результаты проведенных исследований в виде графиков зависимости скорости коррозии стальной пластины от температуры при различных концентрациях в растворах нитрата карбамида приведены на рис. 4.3.

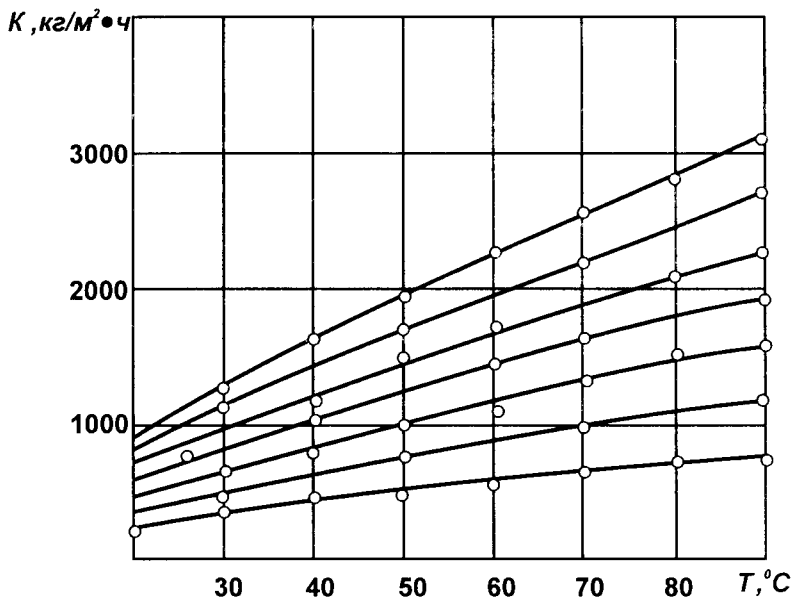


Рис. 4.3. Зависимость изменения скорости коррозии стальной пластины от температуры водного раствора нитрата карбамида концентрации: 1 - 40%; 2 - 35%; 3 - 30%; 4 - 25%; 5 - 20%; 6 - 15%; 7 - 10%

Далее были проведены исследования по изучению коррозионной активности растворов нитрата карбамида в углеводородных жидкостях, таких, как безводная нефть, тяжелая нефть, конденсат и дизтопливо, а также исследования по его влиянию на полиэтилен и поливинилхлорид. Из результатов этой серии экспериментальных исследований следует, что ни в одном из названных классов органических растворителей и веществ коррозионная активность нитрата карбамида не проявлялась. Поэтому можно сделать вывод, что для хранения и транспортировки нитрата карбамида вполне возможно использование тары из полиэтилена или поливинилхлорида. А для доставки нитрата карбамида на забой скважины для воздействия на призабойную зону продуктивного пласта с целью предотвращения коррозии нефтепромыслового и подземного оборудования можно рекомендовать его доставку в органических жидкостях, таких, как безводная нефть, тяжелая нефть, конденсат и дизтопливо.

4.1.2. Влияние магнитного поля на коррозионную активность нитрата карбамида.

Широкое применение кислотных обработок в нефтегазопромысловом практику обусловлено их высокой эффективностью [7, 133,

191]. Однако используемые для проведения технологических процессов кислотные составы обладают высокой коррозионной агрессивностью. Поэтому для снижения и предотвращения кислотной коррозии разработано бесчисленное множество методов, основанных на создании антикоррозионных покрытий, разработке кислотостойких материалов, применении ингибиторов коррозии. Тем не менее, до настоящего времени, проблема кислотной коррозии при проведении технологических операций полностью не решена.

Нами разработан метод кислотного воздействия на призабойную зону продуктивного пласта, основанный на применении управляемой дисперсной системы, состоящей из суспензии азотнокислого карбамида в углеводородной жидкости [204, 205-208]. Разработанные технологические операции использования азотнокислого карбамида позволяют получать активные кислотные составы как в наземном, так и в подземном оборудовании, а также в призабойной или удаленной зоне продуктивного пласта. Кроме того, предложен метод снижения коррозионной активности кислотных составов путем воздействия на них постоянным магнитным полем [215-217]. Для его реализации используют скважинное устройство на постоянных магнитах [218, 219].

Настоящими исследованиями ставилась цель определения влияния магнитного поля на коррозионную активность кислотных растворов, которые проводились в следующей постановке.

Две пластины из стали марки "Сталь 3" с геометрическими размерами 37x24x1 мм помещали в две бьюксы с тестируемым кислотным раствором. Объем раствора составлял 100 см³. Одну из бьюкс помещали в поле постоянного магнита с напряженностью магнитного поля 80000 А/м, а другую оставляли контрольной. По истечении 1 часа ее извлекали из кислотного раствора, просушивали и взвешивали на аналитических весах. Сопоставив массу пластины до ее погружения в кислотный раствор и после просушки, определяли скорость коррозии. В исследованиях использовали соляную, азотную, фосфорную и серную кислоты. Результаты проведенных исследований приведены в табл.4.2.

Таблица 4.2.

СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ СТАЛЬНОЙ ПЛАСТИНЫ

Кислота	Концентрация, %	Скорость коррозии, г/м ² •час	
		Без магнитного поля	В магнитном поле
Соляная	10	2,28	1,56
Азотная	10	1373,00	1199,3
Фосфорная	10	1,47	1,28
Серная	10	4,58	2,29

Как видно из результатов проведенных лабораторных исследований, приведенных в табл.4.2, скорость коррозии стальной пластины закономерно замедляется в магнитном поле постоянного магнита и

составляет от наименьшего 87,36% для азотной кислоты и 50,0% для серной.

Далее исследования были направлены на изучение влияния магнитного поля на коррозионную активность растворов нитрата карбамида. Постановка экспериментальных исследований заключалась в следующем.

Как и в предыдущем эксперименте, две стальные пластины помещали в две бюксы с тестируемыми кислотными растворами нитрата карбамида. Отличительной особенностью данной серии экспериментов являлось то, что в процессе исследований определялось изменение скорости коррозии стальных пластин во времени. Такие эксперименты были проведены для растворов нитрата карбамида следующих концентраций: 10, 15 и 20%. Результаты этой серии экспериментов приведены на рис.4.4.

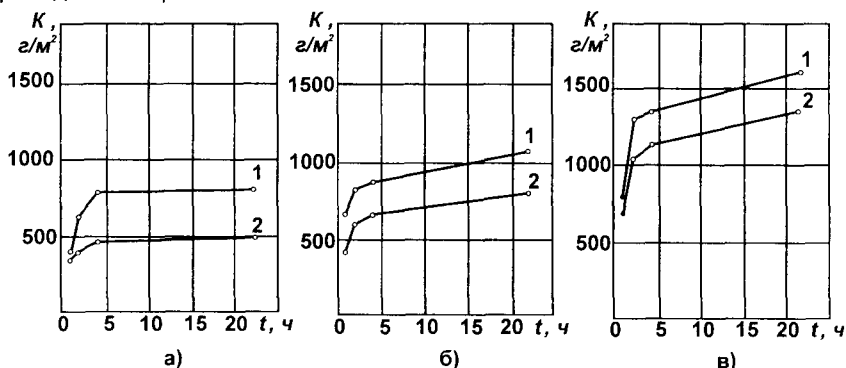


Рис. 4.4. Зависимость изменения скорости коррозии стальной пластины от времени в растворах нитрата карбамида с концентрацией а) - 10%, б) - 15% и в) - 20%:

1 - без воздействия магнитного поля;

2 - в магнитном поле

Анализируя полученные результаты, можно отметить следующее.

- Воздействие магнитного поля на стальную пластину, помещенную в раствор нитрата карбамида снижает коррозионную активность последнего.

- С увеличением концентрации нитрата карбамида в растворе происходит закономерное (смотри рис.4.4а - 4.4в) уменьшение абсолютной величины снижения коррозионной активности.

- Замедление скорости коррозии стальной пластины при воздействии на нее магнитного поля в растворе нитрата карбамида концентрации 10, 15 и 20% по истечении первого часа взаимодействия составляет 16,0, 15,7 и 15,0% соответственно.

Для выяснения условий, при которых магнитное поле вызывает снижение скорости коррозии, была проведена следующая серия экспериментов, которая проводилась в следующей постановке. В шесть бюкс с 10% раствором нитрата карбамида помещали шесть стальных

пластинок и определяли изменение скорости коррозии во времени. Первая бюкса оставалась контрольной, во вторую бюксу помещали предварительно омагниченную в течении 24 часов стальную пластину, в третью - предварительно омагниченные в течении 24 часов раствор нитрата карбамида и стальную пластину, в четвертую - предварительно омагниченный в течении 24 часов раствор нитрата карбамида, в пятую - предварительно омагниченные в течении 24 часов раствор нитрата карбамида стальную пластину и в шестую - неомагниченные раствор нитрата карбамида и стальную пластину. Пятая и шестая бюкса в процессе эксперимента находились в постоянном магнитном поле магнитной силовой системы напряженность 80000 А/м. Остальные четыре бюксы в постоянное магнитное поле магнитной силовой системы в процессе определения изменения скорости коррозии не помещали. Результаты данной серии экспериментов приведены на рис.4.5.

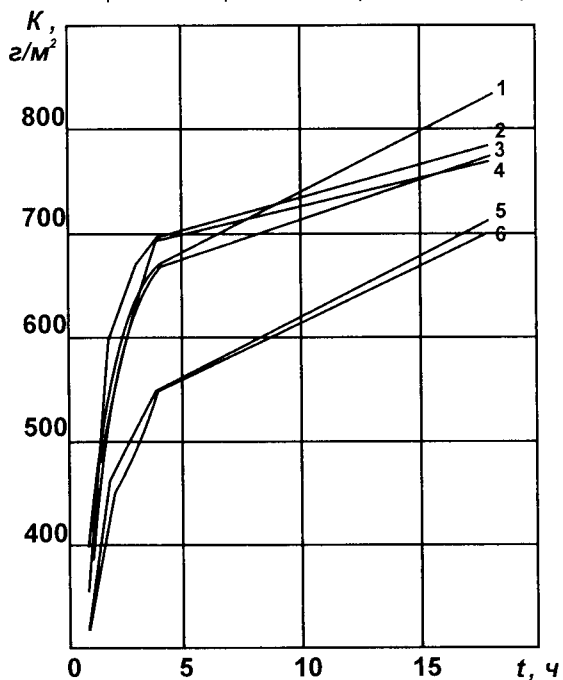


Рис. 4.5. Зависимость изменения скорости коррозии стальной пластины от времени в 10%-ом растворе нитрата карбамида: 1 - без воздействия магнитного поля (контрольная); 2 - предварительно омагниченная стальная пластина; 3 - предварительно омагниченные стальная пластина и раствор нитрата карбамида; 4 - предварительно омагниченный раствор нитрата карбамида; 5 - предварительно омагниченные стальная пластина и раствор нитрата карбамида в магнитном поле; 6 - предварительно неомагниченные стальная пластина и раствор нитрата карбамида в магнитном поле.

Как видно из результатов экспериментов изменение скорости коррозии стальных пластин, не помещенных в процессе воздействия на них 10% раствором нитрата карбамида, в постоянное магнитное поле силовой магнитной системы мало чем отличается от изменения скорости коррозии стальной пластины в контрольной бьюксе (см.рис.4.5, кривые 1-4). Напротив, изменение скорости коррозии стальных пластин, помещенных в постоянное магнитное поле силовой магнитной системы, значительно отличается от изменения скорости коррозии стальной пластины в контрольной бьюксе, проявляя тенденции к существенному ее снижению (см.рис.4.5, кривые 5-6). Анализируя полученные данные, можно прийти к важному выводу, что снижение скорости коррозии стальной пластины в растворе нитрата карбамида и других кислот, а также их смесей происходит лишь при непосредственном воздействии постоянного магнитного поля. Предварительное омагничивание в течении 24 часов как стальной пластины, так и кислотного раствора не приводит к существенному изменению коррозионной активности как в сторону ее снижения, так и в сторону увеличения.

Далее были проведены экспериментальные исследования по определению влияния постоянного магнитного поля на скорость растворения карбоната кальция в соляной кислоте и азотнокислом карбамиде. Экспериментальные исследования проводились с использованием газомерной установки. Скорость растворения определяли по времени растворения навески 0,5 г мела. Проведенные исследования показали, что воздействие постоянного магнитного поля на навеску мела в процессе реакции с кислотными растворами не приводит к какому-либо изменению скорости реакции.

Таким образом, проведенные исследования позволяют заключить, что воздействие постоянного магнитного поля на кислотный раствор снижает его коррозионную активность, в связи с чем появляется возможность увеличения глубины проникновения кислотного раствора в пласт за счет поддержания более высоких концентраций кислот на забое скважины.

Технологически реализация метода магнитного воздействия осуществляется следующим образом. Доставляют кислотный раствор к устью скважины в кислотовозе. В скважину, в интервал перфорации, опускают скважинный генератор магнитного поля. Обвязывают устье скважины со спецтехникой и производят закачку кислотного раствора в скважину. По окончании закачки кислотного раствора скважину оставляют на реагирование кислотного раствора и породы с последующим удалением продуктов реакции. Затем поднимают скважинный генератор магнитного поля, спускают скважинное оборудование и пускают скважину в работу.

Таким образом, проведенные исследования убедительно доказали целесообразность применения магнитного воздействия на кислотные

растворы при проведении технологических операций по воздействию на призабойную зону продуктивных пластов, которое позволяет снизить коррозионную активность кислотных растворов и увеличить глубину их проникновения.

4.1.3. Увеличение проницаемости модели пласта при воздействии кислотных композиций.

Изучив физико-химические и коррозионные свойства нитрата карбамида и его растворов в воде и органических растворителях, дальнейшие исследования были направлены на определение его растворяющей способности по отношению к карбонатам, кварцу и глинам.

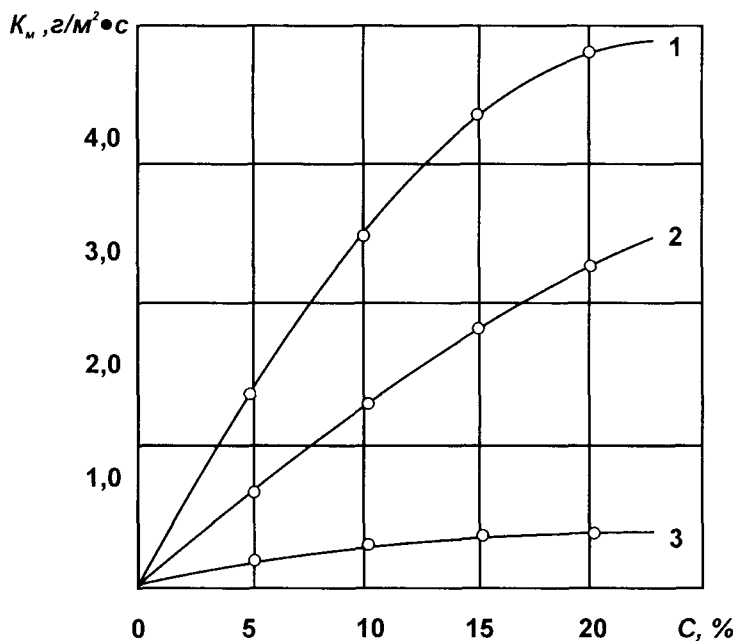


Рис. 4.6. Зависимость изменения скорости растворения мрамора в растворах соляной кислоты (1), азотной кислоты (2) и нитрата карбамида (3) от концентрации.

Исследования проводились в следующей постановке [220]. В реакционную колбу с содержащимся в ней раствором кислоты определенной концентрации и объемом 100 мл помещали кубик мрамора с геометрическими размерами 1x1x1 см. По истечении 10 минут вынимали кубик из реакционной колбы, с него удаляли остаток кислотного раствора, просушивали и определяли потерю веса кубика в

результате реакции мрамора с кислотой. Однотипные исследования проводили с растворами соляной и азотной кислот и растворами нитрата карбамида различной концентрации. Результаты этих исследований приведены на рис.4.6 в виде зависимости скорости растворения мрамора в растворах соляной 1 и азотной кислот 2, а также в растворах нитрата карбамида 3 от их концентрации. Как можно заметить из результатов, приведенных на рис.4.6, скорость растворения мрамора в растворах нитрата карбамида в 9 раз ниже, нежели в соляной кислоте и в 4,5-5,5 раз ниже, нежели в азотной кислоте. Это указывает на то, что при использовании нитрата карбамида для кислотного воздействия на пласт может быть достигнута большая величина охвата, нежели при воздействии растворами соляной и азотной кислот.

Далее, для выяснения воздействия растворов нитрата карбамида на песчано-глинистый комплекс нефтемещающих пород, были проведены экспериментальные исследования по растворению различными кислотными составами глин и кварца. Результаты этой серии экспериментов приведены в табл. 4.3.

Как можно заметить из результатов экспериментальных исследований, приведенных в табл.4.3, нитрат карбамида и композиции на его основе довольно хорошо растворяют силикатные составляющие пород, слагающих продуктивные пласты. Поэтому для проведения работ по повышению производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин можно широко использовать нитрат карбамида. Причем, ограничения в зависимости от литологического состава пород, как в случае использования плавиковой кислоты, отсутствуют.

Таблица 4.3.

РАСТВОРЕНИЕ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ И КВАРЦА В КИСЛОТАХ

Реагент	Содержание реагента в растворе, %	Растворение, %			
		Монтмориллонит	каолинит	гидрослюда (глауконит)	кварц
Соляная кислота (HCl)	12	1,53	0,88	0,73	0,22
Соляная кислота (HCl) + плавиковая кислота (HF)	12,0 + 4,0	32,34	24,57	31,13	4,22
Нитрат карбамида	5,0	6,11	1,21	3,43	0,39
- " -	7,5	8,86	1,24	4,62	0,42
- " -	10,0	8,94	1,28	4,64	0,67
- " -	15,0	9,26	1,33	4,92	0,74
Соляная кислота + Нитрат карбамида	12,0 + 5,0	11,75	1,33	3,92	0,63
- " -	+ 7,5	12,34	1,52	4,76	0,79
- " -	+ 10,0	13,23	1,55	4,89	0,94
- " -	+ 15,0	14,41	1,57	5,58	1,03

Далее, для выяснения влияния нитрата карбамида и композиций на его основе на фильтрационные характеристики пород, слагающих поровое пространство продуктивных пластов, были проведены оригинальные лабораторные исследования на моделях пористых сред.

Как известно, прикладные исследования, проведенные с использованием моделей, максимально приближенных к естественным условиям, могут наиболее полно характеризовать процессы, происходящие при воздействии на призабойную зону продуктивных пластов [201]. Поэтому в экспериментальных исследованиях при моделировании глубинных процессов были использованы насыпные модели пористой среды, приготовленные из измельченных горных пород. Исследования проводились на моделях пласта, физические параметры которых приведены в таблице 4.4. и на установках, описанных в работах [199, 200, 202].

Таблица 4.4.

ФИЗИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ МОДЕЛЕЙ

Номер модели	Длина, см	Диаметр модели, см	Открытая пористость, %	Начальная водонасыщенность, %	Проницаемость по воздуху, мкм ²
1	42,0	2,7	28,3	28,4	0,214
2	42,6	2,7	28,6	27,2	0,201
3	41,7	2,7	28,4	24,1	0,211
4	41,2	2,7	27,9	25,3	0,209
5	42,5	2,7	28,3	24,8	0,198
6	41,8	2,7	27,7	23,7	0,205
7	42,7	2,7	27,5	26,2	0,210

Модель пористой среды выполняли из смеси карбоната кальция, песка и глины (монтморрилонита). По фракционному составу диаметр частиц песка и карбоната кальция не превышал 0,25 мм. Содержание вышеперечисленных компонентов, слагавших модель пористой среды, приведено в таблице 4.5.

Соорудив модель пласта и создав горное давление, керн под вакуумом насыщали моделью пластовой воды. Затем проводили ее фильтрацию до стабильного протекания процесса. По снятым отсчетам расхода и перепада давления с учетом величины динамической вязкости и геометрических размеров рассчитывали исходную проницаемость модели пористой среды.

После определения исходной проницаемости модели пористой среды через нее прокачивали один поровый объем кислотного раствора. В качестве кислотного раствора в экспериментальных исследованиях использовали:

- 1) 15% раствор нитрата карбамида в воде;

- 2) 12% раствор соляной кислоты;
- 3) смесь 12% соляной и 4% плавиковой кислот;
- 4) смесь 12% соляной кислоты и 7,5% нитрата карбамида.

Таблица 4.5.

ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ МОДЕЛЕЙ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

Номер модели пористой среды	Содержание компонентов, % мас.		
	Карбонат кальция	Песок	Глина
001	30,0	70,0	0,0
002	25,0	74,0	1,0
003	20,0	78,0	2,0
004	15,0	82,0	3,0
005	10,0	86,0	4,0
006	5,0	90,0	5,0
007	0,0	95,0	5,0

Результаты проведенных экспериментальных исследований по изучению воздействия растворов нитрата карбамида и композиций на его основе на изменение проницаемости пористой среды по отношению к другим реагентам приведены в табл.4.6.

Таким образом, проведенные исследования убедительно доказали, что нитрат карбамида и кислотные композиции на его основе являются весьма эффективными реагентами для увеличения проницаемости пород, слагающих продуктивные пласты. Поэтому, для воздействия на призабойную зону коллектора с целью увеличения проницаемости призабойной зоны, можно рекомендовать нитрат карбамида и композиции на его основе как для карбонатного, так и для терригенного коллекторов. Причем, эффективность от кислотного воздействия предлагаемыми кислотными составами будут намного выше, нежели известными методами с применением стандартного набора кислот.

**РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
НА МОДЕЛЯХ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ**

Номер модели пористой среды	Параметр	Номер кислотного раствора			
		1	2	3	4
001	Пористость, %	28,3	27,9	28,2	28,1
	Проницаемость, мкм^2				
	- начальная	0,071	0,069	0,067	0,070
	- конечная	0,111	0,103	0,009	0,128
	Кратность изменения проницаемости	1,56	1,49	0,13	1,83
002	Пористость, %	28,6	28,8	28,7	28,3
	Проницаемость, мкм^2				
	- начальная	0,067	0,070	0,065	0,062
	- конечная	0,098	0,099	0,012	0,110
	Кратность изменения проницаемости	1,47	1,41	0,019	1,78
003	Пористость, %	28,4	28,2	28,5	28,1
	Проницаемость, мкм^2				
	- начальная	0,065	0,064	0,067	0,062
	- конечная	0,089	0,085	0,037	0,105
	Кратность изменения проницаемости	1,37	1,33	0,55	1,69
004	Пористость, %	27,9	28,2	28,4	28,1
	Проницаемость, мкм^2				
	- начальная	0,064	0,065	0,063	0,066
	- конечная	0,086	0,081	0,055	0,106
	Кратность изменения проницаемости	1,34	1,25	0,87	1,61
005	Пористость, %	28,3	27,8	28,2	27,6
	Проницаемость, мкм^2				
	- начальная	0,061	0,059	0,060	0,061
	- конечная	0,077	0,068	0,063	0,095
	Кратность изменения проницаемости	1,26	1,16	1,05	1,55
006	Пористость, %	27,7	27,9	28,1	27,6
	Проницаемость, мкм^2				
	- начальная	0,057	0,060	0,062	0,056
	- конечная	0,068	0,065	0,101	0,084
	Кратность изменения проницаемости	1,19	1,08	1,63	1,50
007	Пористость, %	27,5	27,7	27,8	27,4
	Проницаемость, мкм^2				
	- начальная	0,054	0,058	0,058	0,052
	- конечная	0,061	0,060	0,099	0,063
	Кратность изменения проницаемости	1,13	1,04	1,71	1,21

4.2. Растворители парафинистых отложений

4.2.1. Подбор растворителей парафинистых отложений

Несмотря на возросшее число работ по химическим методам депарафинизации призабойных зон продуктивных пластов [36, 164-167] добывающих скважин, конкретных рекомендаций по применению растворителей для удаления парафинистых отложений пока нет. В каждом конкретном случае осуществляется выбор реагентов с учетом физико-химических свойств нефтей, а также наличия сырьевых ресурсов в данном регионе.

Различный физико-химический состав парафинистых отложений требует дифференциального подхода к работе по депарафинизации объектов на каждом отдельном месторождении. Поэтому актуальность в индивидуальном подборе реагентов для условий конкретных месторождений парафинистых нефтей очевидна [221, 222].

Для подбора реагентов использовался массовый метод [222-224], заключающийся в следующем. Образцы парафинистых отложений определенной массы и формы помещали в корзинки, изготовленные из латунной сетки с ячейками $0,3 \times 0,3$ мм, затем погружали в растворитель при постоянном перемешивании и фиксировали изменение массы образцов во времени. Эффективность растворения образцов парафинистых отложений в испытываемых реагентах и композициях на их основе определяли по потере массы образцов в течении 24 часов в 100 мл растворителя при температуре 20 °С. По истечении заданного времени корзинки вынимали, просушивали до постоянной массы и определяли массу парафинистых отложений оставшихся после растворения. Потерю массы образцов за счет растворения и диспергирования G_p определяли по формуле:

$$G_p = G_o - G_n, \quad (4.3)$$

где G_o - исходная масса парафинистых отложений, г; G_n - масса нерастворившихся парафинистых отложений (оставшихся в корзинке), г.

При нагнетании растворителя в призабойную зону осуществляется его контакт с нефтью и парафинистыми отложениями, сформировавшимися на породе коллектора. Под воздействием растворителей должны протекать процессы растворения и диспергирования парафинистых отложений, что в целом способствует увеличению пористости и проницаемости призабойной зоны продуктивного пласта. Однако имеются углеводородные классы органических соединений, в которых растворяются лишь парафины. По отношению к смолам и асфальтенам они инертны. Более того, под воздействием таких углеводородов происходит высаживание из нефти асфальтенов. Обработка призабойной зоны растворителями, содержащими такие углеводороды, приведет не к увеличению коэффициента продуктивности скважины, а к его снижению. Таким образом, при лабораторной оценке возможности применения того или иного растворителя необходима не только его количественная оценка по растворимости парафинистых отложений и диспергирующего воздействия на образцы, а

также влияние на фазовое состояние высокомолекулярных соединений и асфальтенов нефти.

Для данных исследований были отобраны образцы нефти со скважины 25 Луквинского, скв. 35 Спасского, скв. 603 Битковского и скв. 53 Быстрицкого месторождений. По своим показателям они близки к средним. Поэтому результаты, полученные при исследованиях, в определенной степени могут быть отнесены ко всей площади этих месторождений. Характеристика отобранных образцов нефти приведена в таблице 4.7.

Таблица 4.7.

ХАРАКТЕРИСТИКА ОБРАЗЦОВ НЕФТИ

Параметр	№ скважины, месторождение			
	35, Спасское	53, Быстрицкое	25, Луквинское	603, Битковское
Плотность, $кг/м^3$	834,9	848,3	830,0	863,9
Вязкость, $мм^2/с$				
при 20 °С	17,20	21,90	11,80	-
при 50 °С	3,74	3,79	4,72	6,41
Содержание, % мас.:				
парафина	9,20	9,30	9,00	13,40
силикагелевых смол	10,00	6,20	5,20	9,20
асфальтенов	0,10	0,14	0,50	1,60
Температура застывания, °С	-7	+15	+3	+20
Температура плавления парафина, °С	+51	+53,5	+57	+57

При изыскании растворителей руководствоваться следующими соображениями. Они не должны содержать хлорорганические соединения, должны быть относительно доступными и технология их использования не должна быть сложной. Исходя из этих соображений, нами были опробованы: бутил-бензольная фракция (ББФ), композиция № 1, остаток вторичной реактификации бензинов (ОВБ), недогон крекинг-установки (НУК), легкая нефть Рипнянского месторождения, конденсат Северо-Долинского месторождения, конденсат Космачского УНТС, композиции конденсатов Космачской УНТС и Северо-Долинского месторождения с добавками ПАВ.

ББФ представляет собой смесь алкилзамещенных ароматических углеводородов, является побочным продуктом производства изопропил-бензола. В состав ББФ входят следующие компоненты: не менее 75% бутилбензола, не более 15% изопропилбензола, не более 25% полиалкилбензолов. В зависимости от содержания компонентов плотность ББФ может изменяться и в среднем составляет $861,0 \text{ кг}/м^3$, вязкость (40 °С) равна $0,79 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Композиция № 1 содержит кубовый остаток от вакуумной разгонки возвратного керосина производства сульфанола 20-30%, 20-30% углеводородного осмола производства сульфанола, 40-60% кубового остатка от ректификации бензина, 0,1-0,2% кубового остатка ректификации пропиленгликоля, 0,1-1,8% водного раствора сульфанола. Плотность

композиции 750,0-800,0 кг/м³, вязкость (40 °С) - 1,5 мПа·с.

Остаток вторичной ректификации бензинов (ОВБ) является продуктом нефтеперерабатывающего завода. В состав ОВБ входит 15-20% ароматических соединений, 1,0-2,0% непредельных и 78-84% парафиновых и нафтеновых углеводородов. Плотность его 787,0 кг/м³, вязкость (40 °С) - 0,83 мПа·с.

Недогон крекинг-установки (НУК) - побочный продукт нефтеперерабатывающего завода. В нем содержится 18-23% ароматических углеводородов, 5-10% непредельных и 67-77% нафтеновых и парафиновых соединений. Плотность равна 869,0 кг/м³, вязкость (40 °С) - 3,1 мПа·с.

Из поверхностно-активных веществ применяли: ОП-10, ОП-7, сульфанол НП-1, опытные партии блоксополимеров ГДПЭ-064, карпатола КА-102-3, Азолята-7, аналоги ИКБ-4, ИКБ-2-2, ИКБ-6.

Лабораторные исследования растворяющей способности названных реагентов и композиций, составленных на их основе, проводились на естественных парафинистых (асфальто-смоло-парафиновые отложения - АСПО) отложениях Луквинского, Спасского, Битковского и Быстрицкого месторождений, компонентный состав которых приведен в таблице 4.8.

Таблица 4.8.

КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ПАРАФИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

№ скважины место-рождение	Компонентный состав парафинистых отложений, % мас.				Температура плавления парафинистых отложений, °С	Температура выделенного парафина, °С
	асфальтены	силикагелевые смолы	прочие углеводороды	парафины		
22, Луквинское	0,01	6,57	23,93	69,50	71,6	76
10, Спасское	0,07-0,09	5,63-8,15	25,92-27,67	65,36-68,20	80,1-80,6	83-84
555, Битковское	0,12-0,17	5,27-7,83	19,64-26,70	67,91-72,36	81,2-81,8	82-85
7, Быстрицкое	0,01	6,13	34,28	59,59	69,4	71

Для определения высаживаемости асфальто-смолистых компонентов нефти под действием конденсата Космачского УНТС и композиций на его основе данные растворители смешивали с исследуемыми нефтями Луквинского, Спасского, Битковского и Быстрицкого месторождений в объемном соотношении 10:1 и выдерживали в течении 60 минут с последующим фильтрованием через воронку Бюхнера. Визуальный осмотр фильтров после фильтрации показал, что композиции на основе конденсата Космачской УНТС с добавками ПАВ асфальто-смолистые компоненты не высаживают. Исключение составляет реагент ИКБ-2-2, что подтверждается нижеприведенными данными (табл. 4.9).

В лабораторных исследованиях по подбору растворителей на образцах промысловых парафинистых отложений Луквинского месторождения массовым методом были опробованы следующие растворители: остаток вторичной ректификации бензинов (ОВБ), недогон крекинг-установки (НУК)

и конденсат Космачской УНТС. Для отложений Спасского месторождения применяли реагенты на основе Космачского конденсата с добавками ОП-10, блоксополимера ГДПЭ-064, карпатола КА-102-3. Для отложений Битковского месторождения применяли растворители: бутил-бензольная фракция (ББФ), композиция № 1, остаток вторичной ректификации бензинов (ОВБ) и недогон крекинг-установки. Кроме перечисленных выше ПАВ (ОП-10, блоксополимер, карпатола) для расширения ассортимента составов реагентов-удалителей парафинистых отложений Быстрицкого месторождения опробованы композиции на основе конденсата Космачской УНТС с добавками N,N-диметилформамида, изо-пропанола, изо-аминола, сульфанола НП-1, Азолята-7, ОП-7, аналогов ИКБ-4, ИКБ-2-2, ИКБ-6 и толуола.

Результаты данных исследований приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9.

РАСТВОРИМОСТЬ ОБРАЗЦОВ ПАРАФИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Реагент	Растворимость G_p^* , г/л
Луквинского месторождения	
Остаток вторичной ректификации бензинов (ОВБ)	18,5
Недогон крекинг установки (НУК)	14,0
Конденсат	21,0
Спасского месторождения	
Конденсат	10,02
Конденсат + 0,5 % ОП-10 + 0,5 % карпатола	18,00
Конденсат + 0,5 % карпатола + 0,5 % ГДПЭ-064	15,00
Конденсат + 0,5 % карпатола	16,13
Битковского месторождения	
Бутил-бензольная фракция (ББФ)	16,5
Композиция № 1	13,3
Остаток вторичной ректификации бензинов (ОВБ)	16,2
Недогон крекинг установки (НУК)	11,0
Быстрицкого месторождения	
Конденсат	12,1
Конденсат + 0,25 % ГДПЭ-064 + 0,5 % карпатола	18,4
Конденсат + 0,25 % ГДПЭ-064 + 0,5 % ОП-10	19,7
Конденсат + 0,5 % ОП-7 + 5 % N,N-диметилформамида	20,7
Конденсат + 0,5 % ГДПЭ-064 + 1,0 % изо-пропанола	13,1
Конденсат + 0,5 % ОП-10 + 0,5 % ГДПЭ-064 + 1,0 % изоамилового спирта	16,1
Конденсат + толуол, 4:1	20,0
Конденсат + 0,1 % ИКБ-2-2, модификация № 3	5,9
Конденсат + 0,1 % ИКБ-4, модификация № 7	16,0
Конденсат + 0,1 % ИКБ-6, модификация № 8	10,6
Конденсат + 0,1 % сульфанола НП-1	11,4
Конденсат + 0,1 % (50 % Азолята-7 в толуоле)	15,5

Из испытанных растворителей достаточно эффективными для отложений Луквинского месторождения является остаток вторичной ректификации

бензинов (ОВБ) и конденсат Космачской УНТС, для парафинистых отложений Спасского месторождения - конденсат + 0,5 % ОП-10 + 0,5% карпатола, для парафинистых отложений Битковского месторождения - бутил-бензольная фракция (ББФ) и остаток вторичной ректификации бензинов (ОВБ), а для отложений Быстрицкого месторождения можно рекомендовать состав: конденсат + 0,25% ГДПЭ-064 + 0,5% карпатола; конденсат + 0,5% ОП-7 + 5% N,N-диметилформамида; конденсат + толуол в соотношении 4:1; конденсат + 0,25% ГДПЭ-064 + 0,5% ОП-10, то есть те, которые имеют растворимость более 18 г/л.

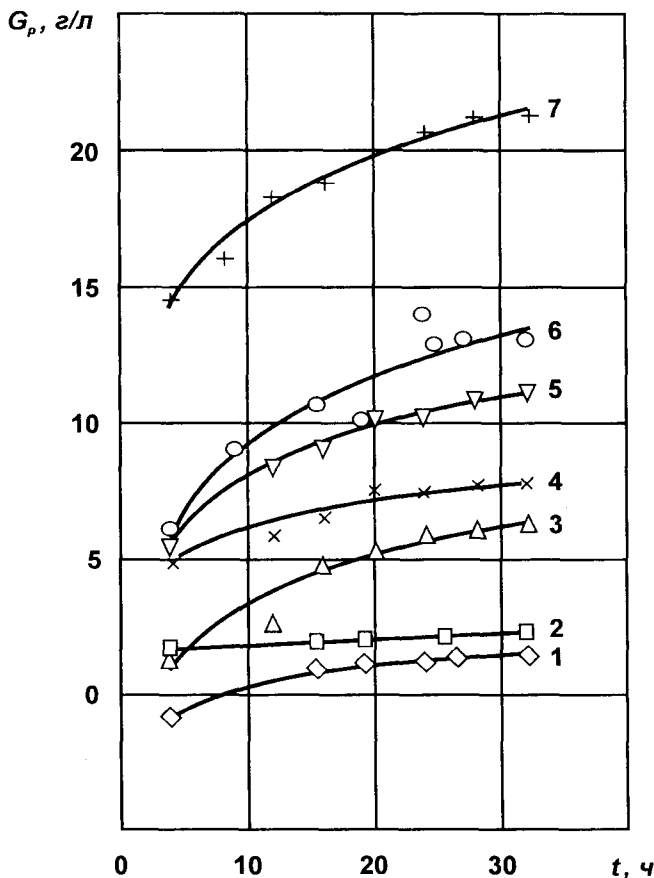


Рис. 4.7. Кинетика растворения и диспергирования парафинистых отложений Спасского месторождения в углеводородных растворителях:

1 - легкая нефть Рипнянского месторождения + толуол (4:1); 2 - легкая нефть Рипнянского месторождения + толуол (2:1); 3 - конденсат Северо-Долинского месторождения + 0,5% ОП-10 + 0,5% карпатола; 4 - конденсат Космачской УНТС; 5 - конденсат Космачской УНТС + 0,5% ОП-10 + 0,5% карпатола; 6 - конденсат Северо-Долинского месторождения + толуол (4:1); 7 - конденсат Космачской УНТС + толуол (4:1)

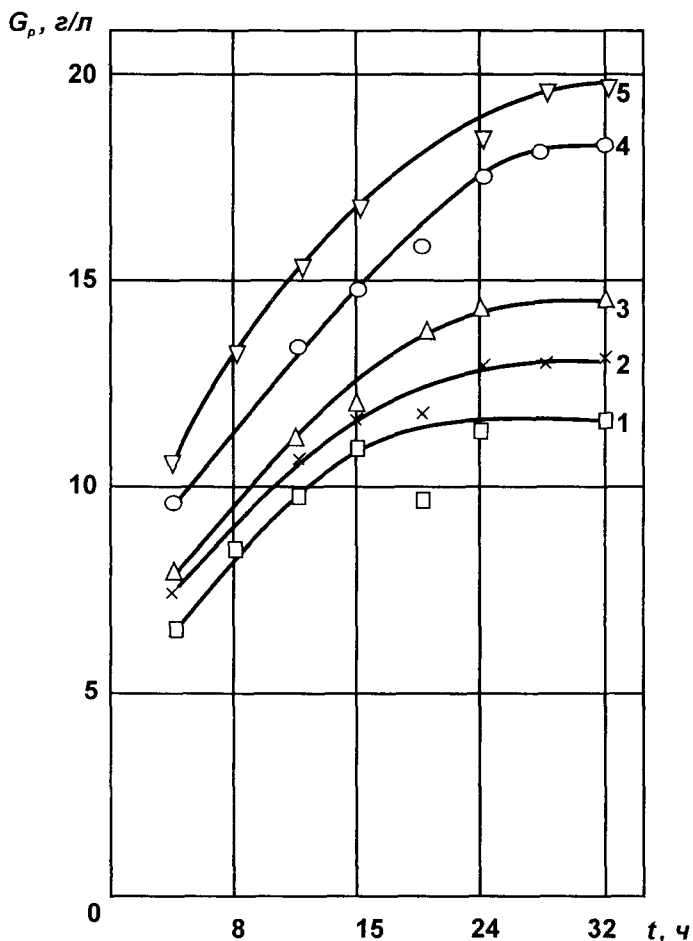


Рис. 4.8. Кинетика растворения и диспергирования парафинистых отложений Быстрицкого месторождения в углеводородных растворителях:

1 - конденсат Космачской УНТС + 0,5% ОП-10 + 0,5% БСП;
 2 - конденсат Космачской УНТС + 0,5% ОП-10 + 0,5% БСП + 1,0% изоамилового спирта;
 3 - конденсат Космачской УНТС + 0,5% ОП-10 + 0,25% БСП;
 4 - конденсат Космачской УНТС + 0,5% ОП-7 + 5% N,N диметилформамида;
 5 - конденсат Космачской УНТС + толуол (4:1)

Важным показателем растворителей и композиций на их основе является концентрация насыщения, характеризующая максимальное количество парафинистых отложений, которое способно растворяться в определенном объеме при данной температуре. На рис. 4.7 и 4.8

приведены кривые кинетики растворения и диспергирования парафинистых отложений из скважины 10-Спасс и 7-Довбушанка в углеводородных растворителях. Для растворения парафинистые отложения Спасского месторождения за углеводородную основу взяты легкая нефть Рипнянского месторождения, конденсат Северо-Долинского месторождения и конденсат Космачского УНТС, а для Быстрицкого месторождения конденсат Космачского УНТС. Как видно из рис. 4.7 для парафинистых отложений Спасского месторождения средняя скорость и концентрация насыщения для смеси Космачского конденсата и толуола в соотношении 4:1 выше, чем для других реагентов, а для Быстрицкого месторождения концентрация насыщения выше для композиции Космачский конденсат + толуол в соотношении 4:1 и конденсат + 0,5% ОП-7 + 5% N,N-диметилформамида (см. рис.4.8).

Таким образом, в результате проведенных исследований, исходя из наличия сырьевых ресурсов, для дальнейших исследований можно предложить: для Луквинского месторождения - остаток вторичной ректификации бензинов (ОВБ) и конденсат Космачской УНТС; для Спасского месторождения - конденсат Северо-Долинского месторождения + 0,5% ОП-10 + 0,5% карпатола КА-102-3; для Битковского месторождения - бутил-бензолную фракцию (БВФ) и остаток вторичной ректификации бензинов (ОВБ); для Быстрицкого месторождения композиции - конденсат Космачского УНТС + 0,5% ОП-7 + 5% N,N-диметилформамида, конденсат Космачской УНТС + толуол в соотношении 4:1, конденсат Космачской УНТС + 0,25% ГДПЭ-064 + 0,5% ОП-10, конденсат Космачской УНТС + 0,25% ГДПЭ-064 + 0,5% карпатола КА-102-3.

4.2.2. Исследование влияния температуры на процесс фильтрации парафинистой нефти

Методика исследований по изучению влияния температуры на процесс фильтрации парафинистой нефти заключалась в следующем [225]. Керна образцов горной породы помещали в кернодержатель одной из разработанных установок для изучения процессов, происходящих в призабойных зонах пластов нефтяных и газовых скважин и детально описанных в работах [199-201], а также в главе 3 настоящей работы.

Соорудив модель пласта и создав горное давление, керн под вакуумом насыщали моделью пластовой воды. Затем проводили ее фильтрацию до стабильного протекания процесса. С целью создания остаточной воды она вытеснялась индифферентной жидкостью (трансформаторным маслом). Последняя замещалась на нефть при температуре 70 °С и при пластовом давлении. Здесь необходимо отметить о правомерности выбора исходной температуры модели. На рис. 4.9 приведено распределение парафиновых углеводородов нефти Битковского месторождения по температуре плавления (составлено по данным Е.А. Малицкого), из которого видно, что при температуре до 57 °С плавится основная масса парафинов (76,2%), а свыше 70 °С - лишь

8,5%. Следовательно, если поддержать температуру модели равной 70 °С, то в нефти расплавленного парафина будет 91,5%, а в растворенном состоянии 8,5%. Изучение нефти под микроскопом при 135-кратном увеличении показало, что при температуре 70 °С она является гомогенной системой [202]. Поэтому, в дальнейшем, при проведении экспериментальных исследований с парафинистыми нефтями Прикарпатских месторождений за исходную температуру принята температура 70 °С. Фильтрацию нефти продолжали до полного замещения индифферентной жидкости и практически до стабилизации расхода. По снятым отсчетам расхода и перепада давления с учетом величины динамической вязкости рассчитывали исходные проницаемости по индифферентной жидкости и нефти. Прокачиваемые флюиды, коммуникации, запорные устройства и кернодержатель находились при температуре 70 °С.

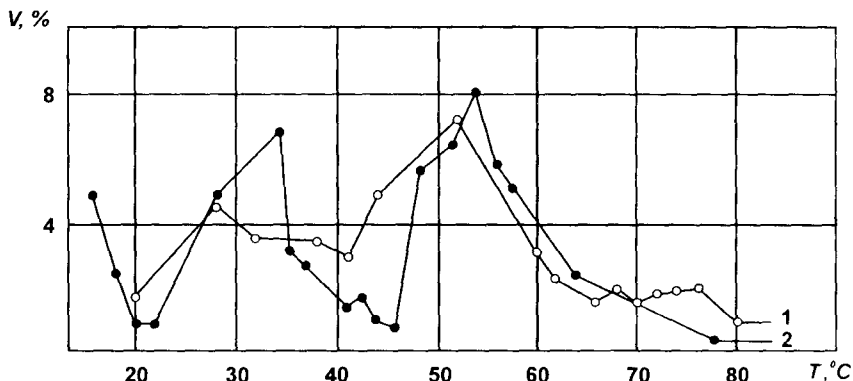


Рис. 4.9. Распределение парафиновых углеводородов нефти Битковского месторождения нормальной (1), разветвленной и циклической (2) структуры по температуре плавления (по данным Е.А.Малицкого)

Предварительно, до начала экспериментов, определяли зависимость динамической вязкости пластовой нефти от температуры в исследуемом диапазоне. По литературным данным [226-231] неньютоновские жидкости, проявляя в определенных условиях структурно-механические свойства, обладают гистерезисом вязкости. Вязкость пробы нефти определялась экспериментально капиллярным вискозиметром при температурах 20, 25, 30, 40, 45, 50, 60 и 70 °С. Причем, в одном случае определение вязкости начинали при температуре 20 °С с последующим ее повышением по указанным ступеням, а во втором определение вязкости начинали с температуры 70 °С с последующим снижением ее по тем же ступеням. Одним из результатов определений вязкости в виде графика зависимости изменения коэффициента динамической вязкости нефти из скважины №53 Быстрицкого месторождения от температуры при повышении и понижении последней приведены на рис. 4.10. Полученные результаты показывают на то, что при температуре 60 и 70 °С вязкость

нефти одинакова, как при повышении температуры, так и при ее снижении, что указывает на то, что в этом диапазоне температур реологические свойства нефти не проявляются. Однако при температуре 50 °С и ниже отмечается существенная разница между вязкостью нефти в зависимости от способа подготовки ее к эксперименту: при ступенчатом повышении температуры или при ступенчатом снижении температуры с предварительным прогревом нефти до 70 °С. Причем, чем ниже температура, тем больше разница величины коэффициента динамической вязкости. Так, при 40 °С эта разница составляет 0,3 мПа·с, при 30 °С - 1,8 мПа·с, а при 20 °С достигает 21,0 мПа·с. Это свидетельствует о том, что при температуре 50 °С и ниже нефть обладает неньютоновскими свойствами, что существенно влияет на фильтрацию парафинистой нефти в зависимости от того, понижается или повышается температура. В дальнейшем, при обработке данных экспериментальных исследований по фильтрации парафинистой нефти в пористой среде модели пласта, в расчетную формулу вводили значение коэффициента динамической вязкости соответственно процессу (или понижению температуры или ее повышения).

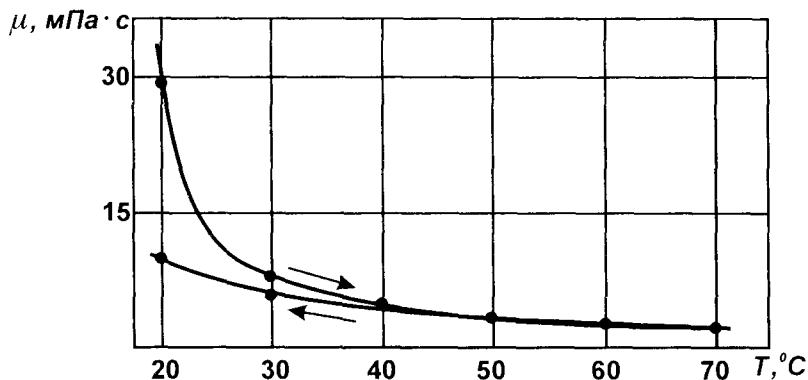


Рис. 4.10. Зависимость изменения коэффициента динамической вязкости пластовой нефти из скважины 53 Битковского месторождения от температуры

В процессе исследований по изучению влияния температуры на фильтрацию парафинистой нефти ее изменяли по ступеням в ту или иную сторону лишь в кернодержателе. Температуру считали установившейся после двухчасовой выдержки.

При фильтрации брались отсчеты времени, за которые профильтровывается определенный объем флюидов, и показания манометров на входе и выходе кернодержателя.

По каждому замеру величины расхода с учетом разности давления на входе и выходе кернодержателя, геометрических размеров модели пласта и величины динамической вязкости исследуемого флюида высчитывалась проницаемость. Приведенный ниже, а также в работах

[202, 225, 229] анализ данных экспериментальных исследований позволил выявить ряд закономерностей влияния температуры на процесс фильтрации парафинистой нефти Прикарпатских месторождений в пористой среде.

Луквинское месторождение. Все эксперименты проводились при постоянном градиенте давления $8,33 \text{ МПа/м}$. Результаты одного из наиболее характерных экспериментов приведены на рис. 4.11 в виде графика зависимости проницаемости модели пласта от объема профильтрованной нефти при различных температурах.

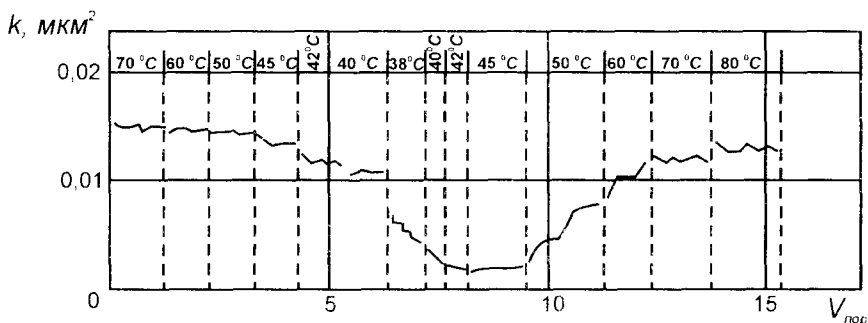


Рис. 4.11. Изменение проницаемости модели пласта от объема отфильтрованной нефти из скважины 25 Луквинского месторождения.

Как видно из графика рис. 4.11 на каждой ступени температура фильтрации нефти продолжалась до стабилизации проницаемости. При этом через модель пласта проходило в большинстве случаев около одного нефтенасыщенного объема пор нефти. Для более полного анализа полученных данных результаты экспериментов были интерполированы в виде графика изменения проницаемости в зависимости от температуры модели пласта (см. рис. 4.12).

Проанализировав приведенный на рис. 4.12 график, можно отметить следующее.

По мере снижения температуры модели пласта от $70 \text{ }^{\circ}\text{C}$ до $40 \text{ }^{\circ}\text{C}$ происходит постепенное снижение ее проницаемости. Причем, при температуре $50\text{-}40 \text{ }^{\circ}\text{C}$ отмечается более резкое ее снижение. Эти явления объясняются адсорбцией асфальто-смоло-парафиновых веществ в поровых каналах модели пласта при данном градиенте давления. Подтверждение этому находим в литературных источниках [228]. Кроме того, в работе [226] отмечается, что при температурах ниже $50 \text{ }^{\circ}\text{C}$ процесс адсорбции значительно интенсифицируется. Это и наблюдается на приведенном графике (см. рис. 4.12).

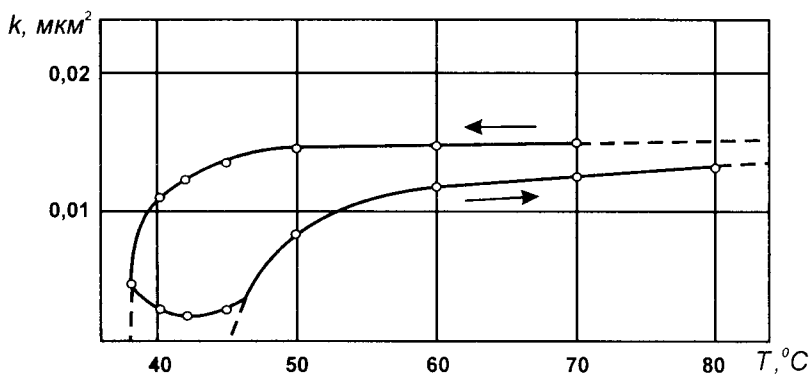


Рис. 4.12. Изменение проницаемости в зависимости от температуры для модели пласта по сепарированной нефти из скважины 25 Луквинского месторождения

При температуре 38°C происходит резкое снижение проницаемости из-за формирования в поровом пространстве модели пласта парафинистых отложений.

Во избежание полной закупорки керна и прекращения эксперимента, температуру модели пласта стали повышать после снижения начальной проницаемости на 73%. Однако ступенчатое повышение температуры от 38 до 45°C не приводит к ожидаемому увеличению проницаемости, а наоборот, произошло ее снижение еще на 13%.

И только при температуре 50°C парафинистые отложения, сформированные в поровом пространстве модели пласта, расплавляются и растворяются, что приводит к ощутимому увеличению проницаемости.

Можно предположить, что если при температуре 38°C полностью закупорить поровое пространство модели пласта парафинистыми отложениями, то возобновить частично ее проницаемость при данном градиенте давления удастся только после прогрева модели пласта до температуры выше 45°C . Этот процесс условно изображен на графике пунктирными линиями.

Последующее ступенчатое повышение температуры выше 50°C приводит к дальнейшему равномерному повышению проницаемости. Однако, при достижении начальной температуры 70°C проницаемость модели пласта восстанавливается только до 79% от исходной. Даже при прогреве до 80°C проницаемость восстанавливается всего лишь до 85% от исходной.

Все изложенное еще раз подтверждает факт сложности и необратимости процессов адсорбции асфальто-смоло-парафиновых веществ и формирования парафинистых отложений в пористой среде.

Рассматривая график на рис. 4.12 напрашивается также вывод о том, что для восстановления исходной проницаемости модель пласта возможно необходимо прогреть до 100 и выше $^{\circ}\text{C}$. Это предположение, по всей вероятности, можно распространить и на реальные пласты.

Спасское месторождение. Все экспериментальные исследования проводились при постоянном градиенте давления $4,0 \text{ МПа/м}$. Результаты одного из наиболее характерных экспериментов в виде графика зависимости проницаемости модели пласта от объема профильтрованной нефти при различных температурах приведены на рис. 4.13.

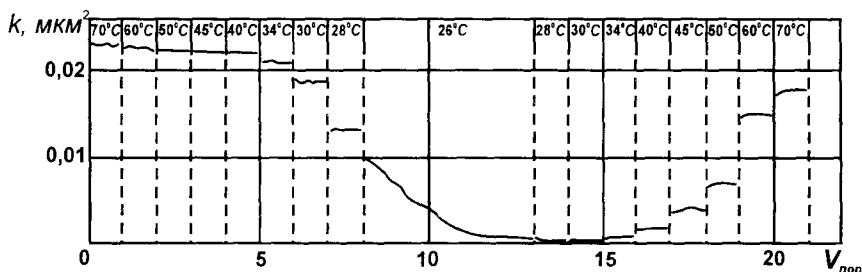


Рис. 4.13. Изменение проницаемости модели пласта от объема отфильтрованной нефти из скважины 5 Спасского месторождения

Как видно из графика рис. 4.13, на каждой ступени температуры фильтрация нефти проводилась до относительной стабилизации проницаемости, при этом через модель пласта проходило, в большинстве случаев, около одного нефтенасыщенного объема пор нефти. Для проведения более детального анализа полученных данных результаты экспериментов были представлены в виде графика изменения проницаемости в зависимости от температуры модели пласта (см. рис. 4.14).

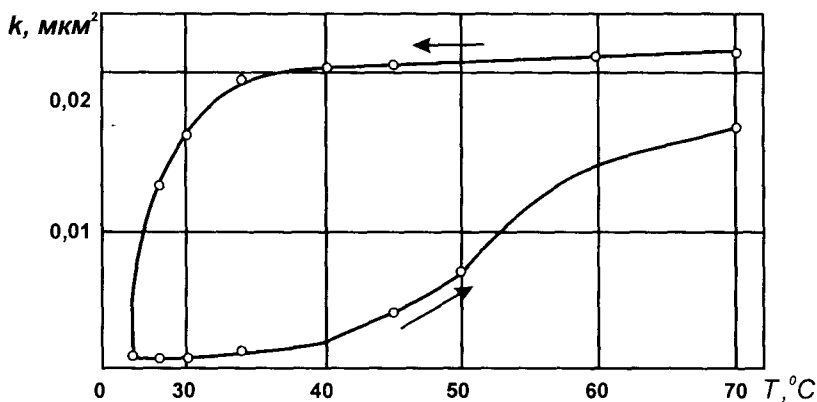


Рис. 4.14. Изменение проницаемости в зависимости от температуры для модели пласта по сепарированной нефти из скважины 5 Спасского месторождения

Проанализировав данный график, можно отметить следующее.

По мере снижения температуры модели пласта от 70 до 30 °С происходит постепенное снижение ее проницаемости. Причем в интервале температур 40-30 °С отмечается более резкое снижение проницаемости. Эти явления, как отмечалось уже выше, объясняются, по-видимому, адсорбцией асфальто-смоло-парафиновых веществ в поровых каналах модели пласта при данном градиенте давления.

При температуре 28 °С отмечается осязаемое снижение проницаемости пласта, что, очевидно, свидетельствует о достижении температуры насыщения нефти парафином и формировании парафинистых отложений в ее поровом пространстве. Массовое выпадение асфальто-смоло-парафиновых веществ отмечается при температуре 26 °С. Повышение температуры от 26 до 40 °С не приводит к осязаемому увеличению проницаемости модели пласта. Только при повышении температуры до 50 °С наблюдается определенное увеличение проницаемости модели пласта (32,2% от исходной), что, вероятно, объясняется частичным расплавлением и растворением парафинистых отложений в пористой среде.

Дальнейшее повышение температуры модели пласта вплоть до исходной - 70 °С приводит к постепенному увеличению проницаемости. Однако проницаемость, даже при достижении начальной температуры 70 °С, восстанавливается только лишь до 76,3% от исходной.

Таким образом можно отметить следующее:

Снижение температуры модели пласта ниже температуры насыщения нефти парафином приводит к интенсивному снижению ее проницаемости за счет формирования в поровом пространстве парафинистых отложений. Последующее повышение температуры на 10-15 °С не приводит к осязаемому повышению проницаемости модели пласта, и только при достижении исходной температуры 70 °С проницаемость возрастает до 76,3% от исходной.

Все изложенное еще раз подтверждает факт сложности и необратимости процессов формирования и удаления парафинистых отложений в поровом пространстве.

Битковское месторождение. Эксперименты по изучению влияния температуры на процесс фильтрации нефти Битковского месторождения проводились при постоянном градиенте давления 7,56 МПа/м. Результаты одного из наиболее характерных экспериментов приведены на рис. 4.15 в виде графика зависимости проницаемости модели пласта от объема профильтрованной нефти при различных температурах.

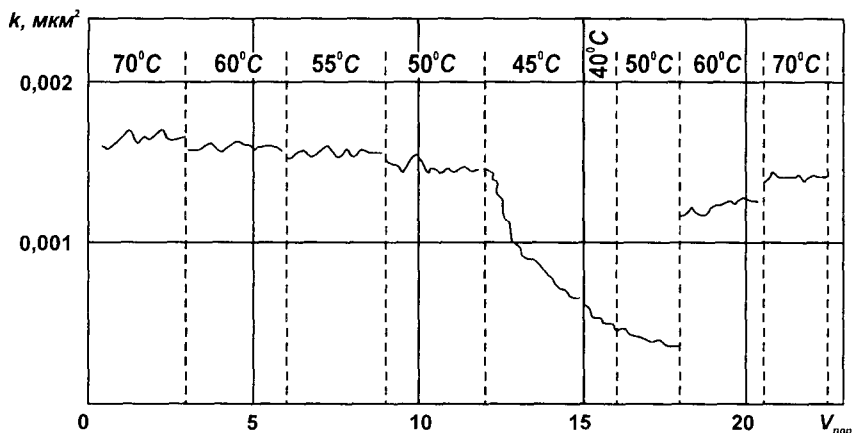


Рис. 4.15. Изменение проницаемости модели пласта от объема отфильтрованной нефти из скважины 603 Битковского месторождения

Как видно из графика рис. 4.15, на каждой ступени температуры фильтрация нефти продолжается до стабилизации проницаемости. При этом через модель пласта проходило от двух до трех нефтенасыщенных объемов пор нефти. Для более полного анализа полученных данных, результаты экспериментальных исследований были представлены в виде графика изменения проницаемости в зависимости от температуры модели пласта (см. рис. 4.16).

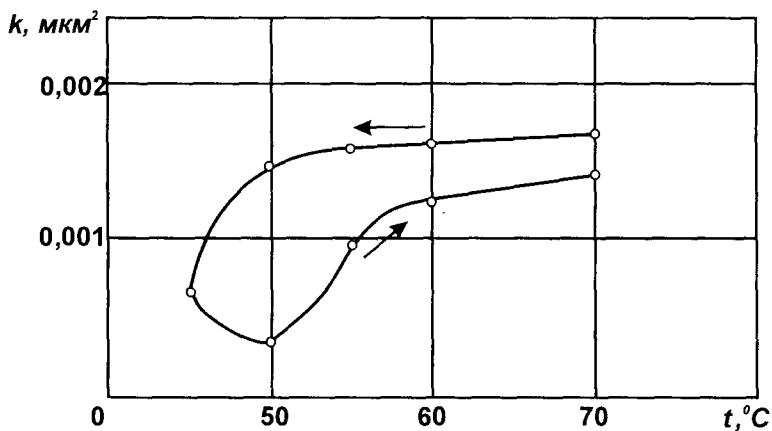


Рис. 4.16. Изменение проницаемости в зависимости от температуры для модели пласта по сепарированной нефти из скважины 603 Битковского месторождения

Проанализировав приведенный на рис. 4.16 график, можно отметить следующее.

По мере снижения температуры модели пласта от 70 до 50 °С происходит постепенное снижение ее проницаемости. Причем, в интервале температур 55-50 °С отмечается более резкое ее снижение, что обусловлено адсорбционными процессами в поровых каналах модели пласта при данном градиенте давления.

При температуре 45 °С происходит резкое снижение проницаемости модели пласта вследствие интенсивного формирования в ее поровых каналах парафинистых отложений.

Во избежание полной закупорки поровых каналов и прекращения эксперимента, температуру модели пласта стали повышать после снижения начальной проницаемости на 60,5%. Однако повышение температуры от 45 до 50 °С не привело к увеличению проницаемости модели пласта, а наоборот, произошло ее снижение еще на 18,5%.

И только при температуре 55 °С парафинистые отложения, сформировавшиеся в поровом пространстве модели пласта, расплавляются и растворяются, что приводит к ощутимому увеличению проницаемости.

Последующее повышение температуры выше 55 °С приводит к дальнейшему увеличению проницаемости модели пласта. Однако, при достижении начальной температуры 70 °С проницаемость восстанавливается лишь до 84% от исходной.

Быстрицкое месторождение. Все эксперименты с нефтью Быстрицкого месторождения проводились при постоянном градиенте давления 7,32 МПа / м.

Результаты одного из наиболее характерных экспериментов в виде графика зависимости проницаемости модели пласта от объема профильтрованной нефти при различных температурах приведены на рис. 4.17.

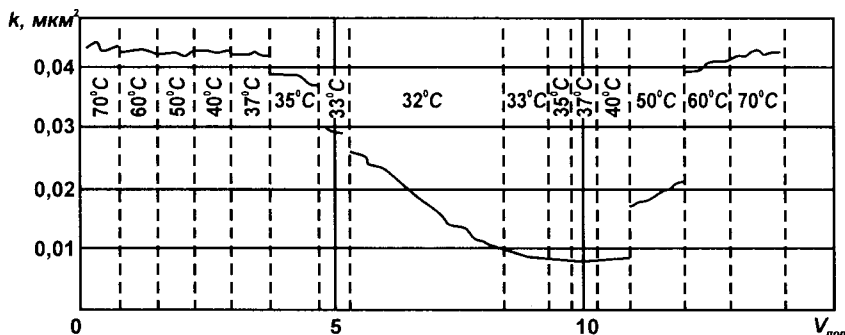


Рис. 4.17. Изменение проницаемости модели пласта от объема отфильтрованной нефти из скважины 53 Быстрицкого месторождения.

Подобные эксперименты проводились последовательно один за другим несколько раз. Результаты трех из последовательно проведенных экспериментов приведены на рис. 4.18 в виде графика изменения проницаемости в зависимости от температуры модели пласта.

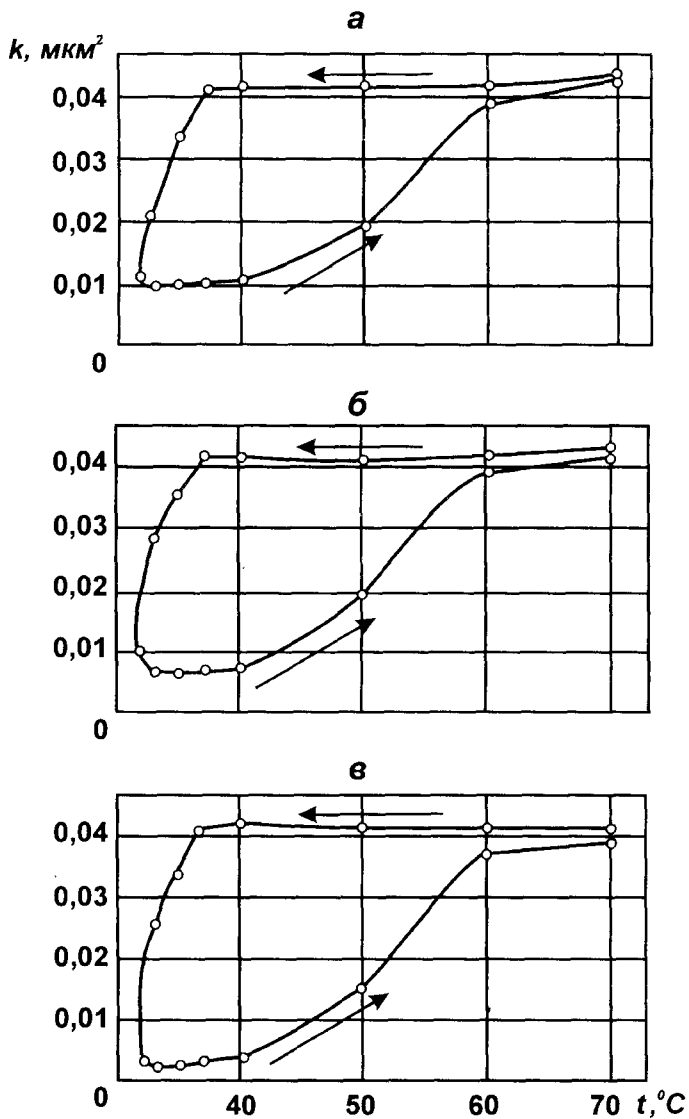


Рис. 4.18. Изменение проницаемости в зависимости от температуры для модели пласта по сепарированной нефти из скважины 53 Быстрицкого месторождения при трехкратном повторении эксперимента.

Проанализировав оба графика (рис. 4.17 и 4.18), можно отметить следующее.

При ступенчатом снижении температуры модели пласта ощутимое снижение ее проницаемости отмечается при температуре 35 °С, что, очевидно, соответствует началу выпадения из нефти асфальто-смолопарафиновых веществ и формированию последними парафинистых отложений в породных каналах модели пласта. Это хорошо согласуется с экспериментальными данными определения температуры насыщения нефти парафином в свободном объеме.

Массовое формирование парафинистых отложений отмечается при температуре 32°С.

Повышение температуры от 32 до 40 °С не приводит к увеличению проницаемости модели пласта, а в некоторых случаях происходит даже незначительное ее уменьшение.

Только при повышении температуры до 50 °С наблюдается существенное увеличение проницаемости модели пласта, что, вероятно, связано с частичным расплавлением и растворением парафинистых отложений в пористой среде.

Дальнейшее повышение температуры вплоть до исходной (70 °С) приводит к постоянному увеличению проницаемости модели пласта почти до первоначального ее значения. Причем, в каждом из последовательно проводимых экспериментов первоначальная проницаемость модели пласта восстанавливается все на меньшую величину. Так, если в первом эксперименте (см. рис. 4.18) при температуре 70 °С исходная проницаемость восстановилась на 97,9%, то во втором эксперименте эта величина составляет 96,9%, а в третьем - только 95,1%. Общее же снижение первоначальной проницаемости модели пласта после трехкратного снижения температуры до 32 °С с последующим повышением до 70 °С составляет 9,7%.

Аналогичные исследования, проведенные с нефтями Луквинского, Спасского и Битковского месторождений показали, что в подобном случае проницаемость снижается на 21%; 23,7% и 16% соответственно. Столь значительные различия полученных результатов в идентичных экспериментах объясняются различными физическими свойствами и химическим составом исследованных нефтей и парафинистых отложений.

Таким образом, проведенные экспериментальные исследования по изучению влияния температуры на процесс фильтрации парафинистых нефтей позволяют отметить следующее.

Снижение температуры модели пласта ниже температуры насыщения нефти парафином приводит к интенсивному снижению ее проницаемости за счет формирования в ее поровых каналах парафинистых отложений. Последующее повышение температуры на 5-15 °С не приводит к ощутимому увеличению проницаемости, и только при достижении

исходной температуры 70 °С первоначальная проницаемость восстанавливается до 76-98%.

Полученные в процессе экспериментальных исследований результаты указывают на наличие гистерезиса проницаемости модели пласта от температуры и, следовательно, на необходимость дальнейшего всестороннего изучения процесса формирования парафинистых отложений в пористой среде. Доказывают правомерность выбора химического метода депарафинизации при помощи реагентов-удалителей парафинистых отложений как наиболее прогрессивного и приемлемого в данном конкретном случае, так как гистерезис проницаемости модели пласта от температуры обусловлен наличием в составе парафинистых отложений тугоплавких церезинов с температурой плавления свыше 100 °С.

4.2.3. Затухание фильтрации

При решении ряда задач технологии добычи и разработки месторождений нефти необходимо учитывать явления затухания фильтрации, которое в некоторых случаях является основной причиной снижения дебитов эксплуатационных скважин. Поэтому изучению этого явления посвящены работы многих исследователей [228, 232-237]. Механизм затухания фильтрации нефти в этих работах объясняется пристенным гелеобразованием, связанным с адсорбцией активных компонентов нефти.

В работах [228, 235] были обобщены результаты ранее проведенных экспериментальных исследований некоторых авторов и предложено общее уравнение для описания процесса затухания фильтрации нефти

$$q = q_0 \cdot e^{\alpha\tau + \beta\tau^2}, \quad (4.4)$$

где q - переменная скорость фильтрации; q_0 - начальная скорость фильтрации; t - время фильтрации; α и β - нормирующие коэффициенты.

Нами ранее в работе [238] были обработаны данные экспериментальных исследований процесса затухания фильтрации нефти Довбушанского месторождения при температурах ниже температуры ее насыщения парафином по формуле

$$q = q_0 \cdot e^{\alpha\tau}, \quad (4.5)$$

которая является частным случаем формулы (4.4), когда $\beta = 0$, $\alpha < 0$.

Однако трудности в физической интерпретации нормирующих коэффициентов, а также несоответствие формулы (4.4) процессу, происходящему при фильтрации нефти в пористой среде (наличие τ во второй степени приводит к тому, что в некоторый момент времени, а именно $\tau = -\alpha/2\beta$, снижение скорости фильтрации q сменится ее возрастанием) навело на мысль об установлении зависимости, свободной от вышеуказанных недостатков.

Формула для описания процесса затухания фильтрации парафинистой нефти при температурах ниже температуры ее насыщения парафином вытекает из следующих соображений. Предположим, что мы имеем тонкий капилляр радиусом r , соизмеримый со средним радиусом пор пористой среды $r_{пор}$ и длиной L . По закону Гегена-Пуазейля [239, 240] скорость фильтрации через такой капилляр составит

$$q = \frac{\pi \Delta P r^4}{8 \mu L}, \quad (4.6)$$

где ΔP - перепад давления; μ - динамическая вязкость нефти.

При $\Delta P = \text{const}$ и $T = \text{const}$ объем нефти V , прошедшей через этот капилляр за очень малый промежуток времени составит

$$\Delta V = q \cdot \Delta \tau. \quad (4.7)$$

Здесь необходимо сделать важное в дальнейших рассуждениях допущение, что количество отложившихся парафинистых веществ пропорционально объему профильтровавшейся нефти за промежуток времени Δt , то есть

$$V_{отл} = \delta \Delta V, \quad (4.8)$$

где δ - коэффициент, определяющий пристенное гелеобразование; $V_{отл}$ - объем отложившихся асфальто-смоло-парафиновых веществ.

С учетом формул (4.6) и (4.7) выражение (4.8) можно переписать в следующем виде:

$$V_{отл} = \frac{\delta \pi \Delta P r^4}{8 \mu L} \Delta \tau. \quad (4.9)$$

Объем капилляра в некоторый момент времени равен

$$V = \pi L r^2. \quad (4.10)$$

Объем капилляра после уменьшения его радиуса на Δr вследствие отложения парафинистых веществ:

$$V^* = \pi L (r - \Delta r)^2. \quad (4.11)$$

Объем отложившихся парафинистых веществ

$$V_{отл} = V - V^* = \pi L (2r \cdot \Delta r - \Delta r^2). \quad (4.12)$$

Приравнивая правые части выражений (4.9) и (4.12) и произведя предельный переход, получим:

$$\frac{dr}{d\tau} = \frac{\delta \Delta P r^3}{16 \mu L^2}. \quad (4.13)$$

Решив данное дифференциальное уравнение (6.13) при граничных условиях $\tau = 0$ и $r = r_{пор}$ получаем уравнение для описания процесса затухания фильтрации парафинистой нефти в пористой среде при температурах ниже температуры ее насыщения парафином

$$q = \frac{q_0}{(1 + A\tau)^2}, \quad (4.14)$$

где

$$A = \delta \sqrt{\frac{\Delta P \cdot q_0}{8\pi\mu L^3}}.$$

Из полученного уравнения видно, что фильтрация затухает обратно пропорционально квадрату времени, то есть процесс математически описывается квадратичной гиперболой.

Необходимо отметить, что так как параметр A включает в себя параметры, контролируемые в эксперименте (μ , ΔP , L , q_0) кроме коэффициента δ , определяющего процесс отложения парафинистых веществ, то появляется возможность исследования последнего в его зависимости от свойств нефтей и физических характеристик процесса фильтрации, что в конечном итоге позволит более полно изучить процессы, происходящие при добыче высокопарафинистых нефтей. Опыт применения модели (4.14) на данных из работы [238] показал, что предлагаемая формула (4.14) не только не уступает формуле (4.5), но и превосходит ее.

Хорошие аппроксимативные свойства формулы (4.14), а также ясный физический смысл ее коэффициентов, позволяет надеяться на широкое применение формулы в практике технологических расчетов при добыче нефти и проектировании процессов разработки нефтяных месторождений.

Опыты по изучению затухания фильтрации парафинистой нефти выполнялись по следующей технологии.

Установку с подготовленной по общеизвестной методике моделью пласта термостатировали в течение 2-х часов при температуре 70°C . Затем снижали температуру модели пласта до температуры ниже насыщения нефти парафином и проводили определение характера изменения объемной скорости фильтрации во времени. Аналогичные исследования проводились на нескольких ступенях температур ниже температуры насыщения нефти парафином, причем после каждой температурной ступени с целью растворения и выноса парафинистых отложений из модели пласта температуру в ней повышали до 70°C и проводили фильтрацию нефти до стабилизации объемной скорости фильтрации.

Температуру на каждой ступени считали установившейся после 2-х часового термостатирования. Все эксперименты проводились при постоянном градиенте давления $7,53 \text{ МПа/м}$.

Результаты одного из экспериментов в виде графиков зависимости изменения объемной скорости фильтрации нефти Быстрицкого месторождения при температурах ниже температуры ее насыщения парафином приведены на рис. 4.19.

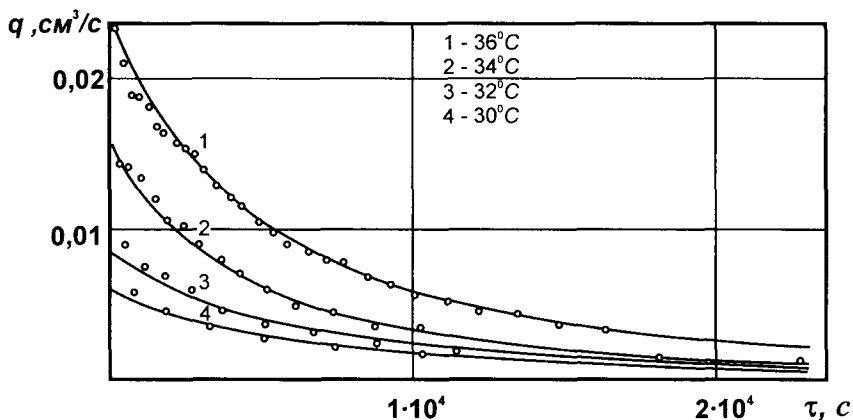


Рис. 4.19. Зависимость изменения объемной скорости фильтрации нефти Быстрицкого месторождения от времени при температурах ниже температуры насыщения парафином

Проанализировав графики можно отметить следующее.

При фильтрации нефти в модели пласта, температура которой ниже температуры насыщения парафином, на каждой температурной ступени, происходит монотонное убывание объемной скорости фильтрации, что хорошо согласуется с данными, приведенными в работах [228, 232, 238, 241]. Однако, как можно заметить из графиков, убывание объемной скорости фильтрации, сколь велико оно бы ни было, не приводит к полному ее прекращению. Как видно из рис. 4.19 начальная скорость фильтрации на каждой температурной ступени уменьшается со снижением температуры модели пласта, что хорошо согласуется с физико-химическими свойствами асфальто-смоло-парафиновых веществ (температура застывания). Учитывая представления И.Л.Мархасина [228] о возможности рассмотрения, на основе метода подобия, вида кривых затухания фильтрации с кривыми адсорбции по Ван Кревелену, можно сделать важный вывод о существенном влиянии на фильтрацию нефти при температурах ниже от температуры ее насыщения парафином адсорбционных процессов на границе нефть-порода. Причем здесь мы имеем случай, когда время достижения равновесной адсорбции меньше времени контактирования нефти с породой. Все кривые затухания фильтрации (рис. 4.19) описывается уравнением (4.14).

Обработав полученные данные экспериментальных исследований по изучению процесса фильтрации парафиновой нефти при температурах ниже температуры ее насыщения парафином на ПЭВМ были получены численные величины коэффициента δ , определяющего пристенное гелеобразование в системе нефть-парафин-порода слагающая стенки

капилляров пористой среды модели пласта, для температур 36, 34, 32 и 30°C соответственно $\delta_{36}=3,76 \cdot 10^{-5}$, $\delta_{34}=4,78 \cdot 10^{-5}$, $\delta_{32}=5,64 \cdot 10^{-5}$ и $\delta_{30}=6,64 \cdot 10^{-5}$. В свою очередь, используя результаты машинной обработки экспериментальных данных была получена эмпирическая зависимость изменения коэффициента d от температуры модели пласта:

$$\delta = 2,09 \cdot 10^{-4} - 4,75 \cdot 10^{-6} T . \quad (4.15)$$

Как видно из зависимости (4.15) коэффициент пристенного гелеобразования d в естественной пористой среде линейно зависит от температуры. Причем чем ниже температура, тем выше значение коэффициента δ . Это еще раз убедительно доказывает факт зависимости интенсификации формирования парафинистых отложений от снижения температуры системы.

4.2.4. Динамика формирования парафинистых отложений

В проведенных опытах по изучению затухания фильтрации парафинистой нефти показано, что скорость фильтрации монотонно убывает во времени. Причем, чем ниже температура модели пласта, тем меньше начальная скорость фильтрации. В связи с этим определенный интерес представляет изучение процесса отложения асфальто-смоло-парафиновых веществ в поровых каналах модели пласта. С этой целью были проведены экспериментальные исследования по определению динамики их отложения в пористой среде.

Эксперименты проводились в той же последовательности, что и в опытах по изучению затухания фильтрации парафинистой нефти. Однако они дополнительно включали в себя отбор проб нефти на выходе из модели пласта. Пробы отбирали по 5 мл в отдельные пробирки и фиксировали время их отбора. В отобранных пробах определяли содержание асфальто-смоло-парафиновых веществ. Перед началом эксперимента, со стороны входа в модель пласта, отбирая исходную пробу нефти. Исследования предусматривали определение дефицита (разности) содержания асфальто-смоло-парафиновых веществ в отобранных пробах нефти на выходе из модели пласта по сравнению с содержанием их в исходной пробе. Как можно заметить, дефицит асфальто-смоло-парафиновых веществ является ничем иным, как отложениями этих веществ в поровых каналах модели пласта. Поэтому, определив характер его изменения в процессе фильтрации, можно судить о динамике отложения асфальто-смоло-парафиновых веществ в пористой среде.

Результаты эксперимента в виде графиков изменения объемной скорости и дефицита асфальто-смоло-парафиновых веществ при фильтрации нефти Быстрицкого месторождения приведены на рис. 4.20.

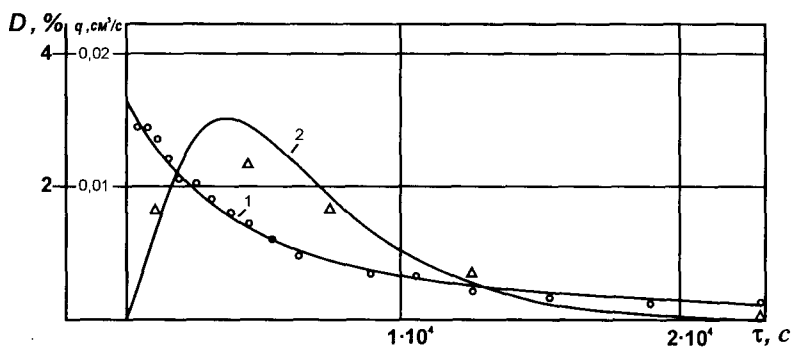


Рис. 4.20. Зависимость изменения объемной скорости фильтрации (1) и дефицита асфальто-смоло-парафиновых веществ (2) от времени

Обработав полученные данные на ПЭВМ, была получена зависимость количества отлагающихся в модели пласта асфальто-смоло-парафиновых веществ (дефицит) в процессе фильтрации:

$$D = 1,21 \cdot 10^{-4} \cdot \tau^{1,40815} \cdot e^{-3,9512 \cdot 10^{-4} \cdot \tau} \quad (4.16)$$

где D - количество отлагающихся в модели пласта асфальто-смоло-парафиновых веществ (дефицит), % мас.

Анализируя полученные данные экспериментальных исследований по изучению динамики процесса отложения асфальто-смоло-парафиновых веществ, представленные в виде графиков на рис. 4.20, можно отметить следующее.

В начальный период фильтрации происходит резкое увеличение дефицита асфальто-смоло-парафиновых веществ в выходящей продукции, и, в это время идет резкое снижение скорости фильтрации. Затем, достигнув своего максимума, дефицит асфальто-смоло-парафиновых веществ уменьшается, вначале резко, а в дальнейшем все медленнее, стремясь к исходному нулевому значению. Снижение же скорости фильтрации на этом интервале выполаживается. Идет закономерный процесс дальнейшей стабилизации фильтрации. Это объясняется, по-видимому тем, что вначале процесс адсорбции асфальто-смоло-парафиновых веществ идет на порода стенок поровых каналов модели пласта более интенсивно, а затем, на уже отложившихся асфальто-смоло-парафиновых веществ, процесс замедляется.

4.2.5. Количественная и качественная оценка асфальто-смоло-парафиновых веществ, отложившихся в пористой среде

Для успешного проведения мероприятий по борьбе с парафинистыми отложениями в пористой среде призабойной зоны продуктивных пластов необходимо не только знать радиус зоны с

выпавшими асфальто-смоло-парафиновыми веществами и уяснить механизм формирования этих отложений, но и изучить количественный и качественный состав отложившихся веществ. С этой целью были проведены лабораторные эксперименты на моделях пластов для выяснения зависимости количества и состава отлагающихся в пористой среде асфальто-смоло-парафиновых веществ от температуры и пути, пройденного нефтью в образцах горной породы.

Методика проведения экспериментов описана в [242] и заключалась в следующем. Установку с подготовленной моделью пласта термостатировали в течении 2-х часов при температуре 70°C. Затем температуру модели пласта снижали до определенной температуры ниже температуры насыщения нефти парафином и проводили фильтрацию 100 см³ нефти. По способу построения модели пласта и поставленной цели эксперименты были разделены на две серии. В первой серии экспериментов ставилась цель изучения процесса отложения асфальто-смоло-парафиновых веществ по длине модели пласта. Во исполнение этой цели модель пласта представляла собой образец горной породы, разделенный на несколько равных частей, заключенных в один кернодержатель.

Целью второй серии экспериментов было изучение процесса отложения асфальто-смоло-парафиновых веществ в пористой среде при изменяющемся температурном поле, то есть определение фракционного спектра отложений. Модель пласта в этой серии экспериментов представляла собой три равные части образца горной породы, каждая из которых была заключена в один из нескольких последовательно соединенных кернодержателей (секционный кернодержатель) с возможностью поддержания в каждом из них автономных температур.

После проведения экспериментальных исследований на установке, для получения конечного результата, каждая часть модели пласта была подвергнута экстракции с выделением отложившихся в поровых каналах модели пласта асфальто-смоло-парафиновых веществ.

Результаты первой серии экспериментов приведены на рис. 4.21. На рис. 4.21 (кривая 1) показано изменение температуры застывания парафиновой фракции, по длине модели пласта, и на том же рис. 4.21 (кривая 2) - изменение температуры застывания парафинистых отложений, выделенных в результате экстракции, по длине модели пласта.

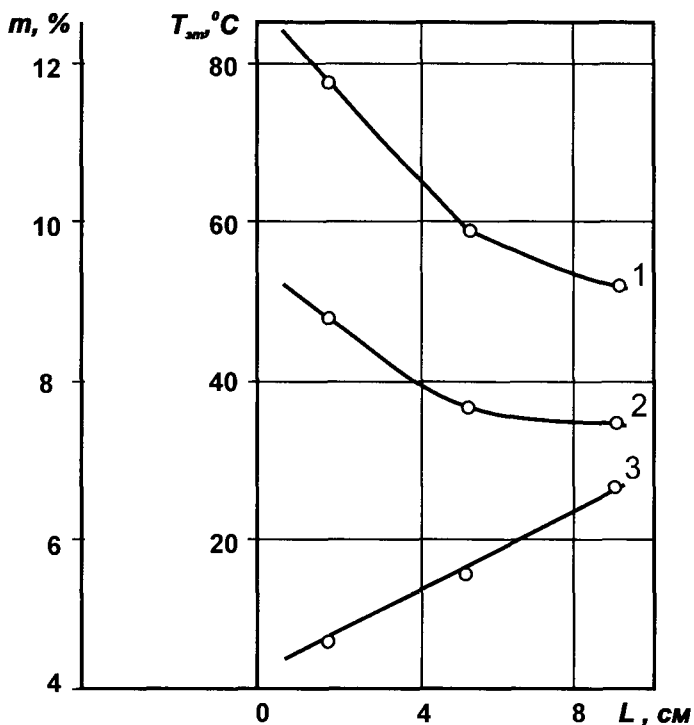


Рис. 4.21. Изменение температуры застывания парафиновой фракции (1), парафинистых отложений (2) и пористости (3) по длине модели пласта

Как видно из этих рисунков, происходит монотонное снижение температур застывания парафинистых отложений и выделенной из них парафиновой фракции по длине модели пласта, что указывает на дифференциацию отложений по температурам застывания и их распределение по длине модели пласта в определенной зависимости.

По количеству отложившихся в различных частях модели пласта асфальто-смоло-парафиновых веществ было определено изменение пористости в различных ее частях. На рис. 4.21 (кривая 3) показано изменение пористости в результате выпадения асфальто-смоло-парафиновых веществ по длине модели пласта. Как видно из рис. 4.21 (кривая 3) пористость возрастает по длине модели пласта (от входа к выходу), что указывает на более интенсивное отложение асфальто-смоло-парафиновых веществ на начальном участке модели пласта с последующим его убыванием по длине.

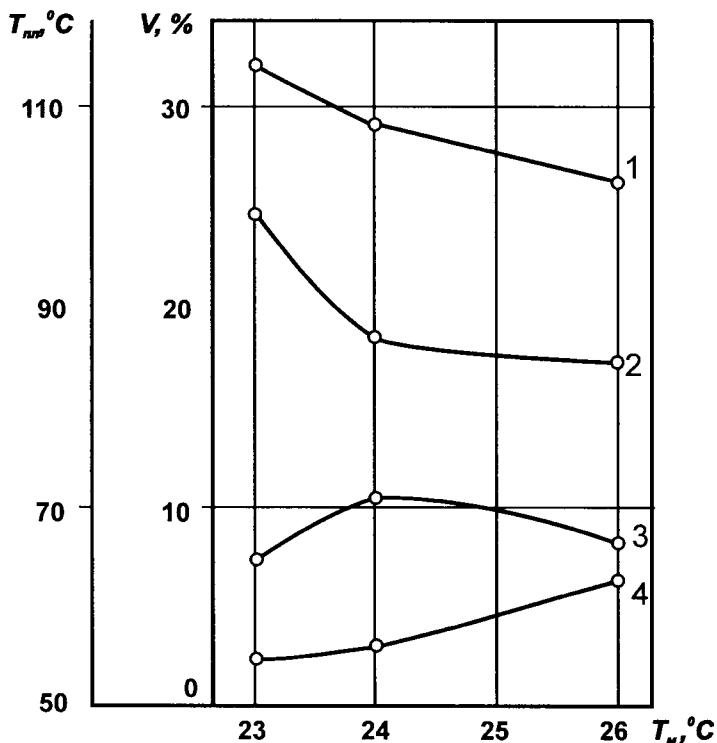


Рис. 4.22. Изменение количества отложившихся асфальто-смолопарафиновых веществ (1), парафинов (2), асфальтосмолистых веществ (3) и температуры плавления парафинов (4) от температуры модели пласта

Как было указано выше, во второй серии экспериментов модель пласта представляла собой три разные части образца горной породы, каждая из которых была заключена в один из трех последовательно соединенных кернодержателей с возможностью поддержания в каждом из них автономных температур. Целью данной серии экспериментальных исследований было изучение процесса отложения асфальто-смолопарафиновых веществ в пористой среде при изменяющемся температурном поле. Для этого в первом (от входа) кернодержателе устанавливали температуру 26°C , во втором - 24°C и в третьем - 23°C . Результаты второй серии экспериментов приведены на рис. 4.22. Анализируя полученные данные можно отметить следующее. Как видно из рис. 4.22 (кривая 1), количество отложившихся асфальто-смолопарафиновых веществ с уменьшением температуры модели пласта увеличивается, причем это увеличение имеет нелинейный характер.

Количество отложившихся парафинов также возрастает с уменьшением температуры модели пласта (см. рис. 4.22, кривая 2). Это, по-видимому, объясняется тем, что при более низких температурах в процессе отложения парафинов вовлекаются все менее тугоплавкие из них.

Рассматривая график зависимости количества отложившихся асфальто-смолистых веществ от температуры модели пласта (см. рис. 4.22, кривая 3) определенной закономерности не отмечается. Возможно, это связано с погрешностью их определения или, что более вероятно, с отсутствием количественной зависимости отложения асфальто-смолистых веществ от температуры.

В процессе изучения температуры плавления парафинов, выделенных из кернов, находившихся в различных последовательно соединенных кернодержателях (при различных температурах), отмечается закономерное ее увеличение в зависимости от температуры модели пласта. Как видно из графика (рис. 4.22, кривая 4) при температуре модели пласта 26°C температура плавления парафинов составляет 63°C, при температуре 24 °C - 56,2°C, а при температуре 23°C - 54,8°C. Так как нефть с содержащимися в ней асфальто-смолопарафиновыми веществами фильтровалась последовательно через часть модели пласта с температурой 26 °C в часть модели пласта с температурой 24°C и затем в часть модели пласта с температурой 23°C можно сделать определенный вывод.

При уменьшении температуры по длине модели пласта (от входа к выходу) парафины дифференцируются по температурам плавления в зависимости от изменения температурного поля, то есть более тугоплавкие парафины отлагаются в той части модели пласта, где температура выше, а с уменьшением температуры модели пласта по ее длине слагаются все менее тугоплавкие из них. Это предположение можно также распространить и на реальные пласты.

4.2.6. Экспериментальные исследования по удалению парафинистых отложений из пористой среды

Завершив подбор реагентов, экспериментальные исследования по испытанию эффективности действия отобранных растворителей были проведены в пористой среде модели пласта. Проведение экспериментальных исследований осуществлялось по методике, описанной в работах [200, 202] и заключающейся в следующем. После подготовки модели пласта и фильтрации через нее нефти при температуре 70°C последняя снижалась до ранее установленной температуры насыщения нефти парафином (соответственно для конкретного месторождения). В дальнейшем, после снижения проницаемости модели на 75-95%, вследствие формирования парафинистых отложений в поровом пространстве, в обратном

направлении прокачали растворитель. Затем, при той же температуре, растворитель удалялся из модели пласта индифферентной жидкостью, в качестве которой использовалось трансформаторное масло, прокачиваемое в прямом направлении. При фильтрации последнего определялась проницаемость модели. Поскольку масло практически не влияет на растворение парафинистых отложений, то оно выполняло роль эталонной жидкости для определения восстановления проницаемости. Следует отметить, что во время фильтрации растворителя не представляется возможным рассчитывать проницаемость, так как его состав и вязкость непрерывно меняются за счет растворения в нем парафинистых отложений.

Луквинское месторождение. Результаты проведенных исследований в виде графика изменения проницаемости модели пласта при воздействии на сформировавшиеся в ней парафинистые отложения из нефти Луквинского месторождения конденсатом Космачского месторождения приведены на рис. 4.23.

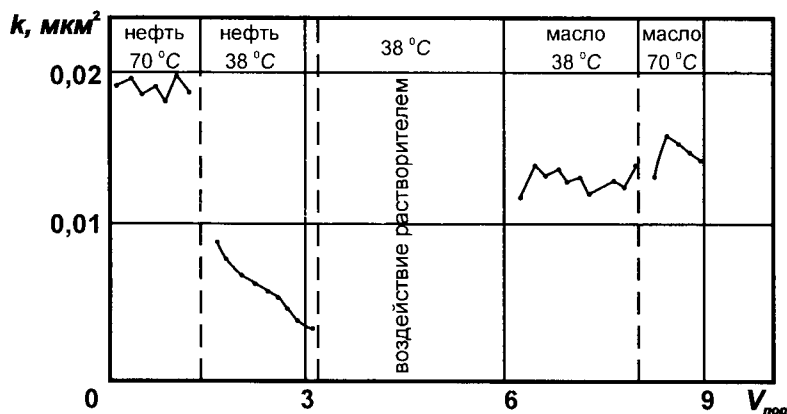


Рис. 4.23. Изменение проницаемости модели пласта при воздействии растворителем на парафинистые отложения, сформировавшиеся в процессе фильтрации нефти Луквинского месторождения

Как видно из рис. 4.23, после прокачки двух поровых объемов растворителя при температуре насыщения парафином, проницаемость, предварительно снижается формированием парафинистых отложений при фильтрации нефти на 80%, восстанавливается до 65% от начальной. Определение проницаемости, как указывалось выше, проводилось по трансформаторному маслу. Из графика, приведенного на рис. 4.23, также видно, что повышение температуры до 70°C при фильтрации индифферентной жидкости дает лишь незначительное увеличение проницаемости, всего на 8%. Это показывает, что конденсат

Космачского месторождения достаточно эффективный растворитель парафинистых отложений, сформированных из нефти Луквинского месторождения.

Спасское месторождение. На рис. 4.24 представлены результаты экспериментальных исследований по определению эффективности растворителей в виде графика изменения проницаемости модели пласта при воздействии на сформировавшиеся в ней парафинистые отложения из нефти Спасского месторождения конденсатом Северо-Долинского месторождения.

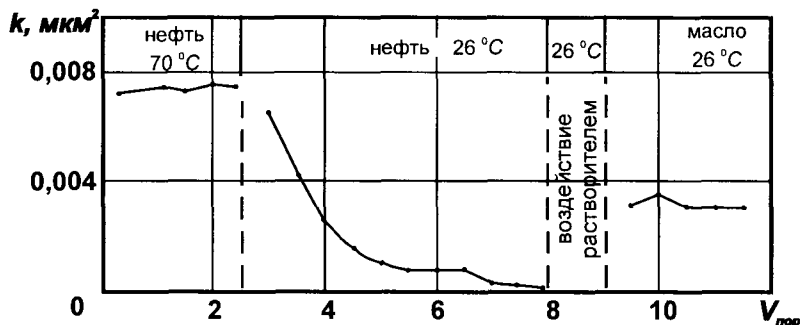


Рис. 4.24. Изменение проницаемости модели пласта при воздействии растворителем на парафинистые отложения, сформировавшиеся в процессе фильтрации нефти Спасского месторождения

Из графика на рис. 4.24 видно, что после прокачки 1,0 порового объема конденсата Северо-Долинского месторождения при температуре насыщения нефти парафином 26 °С, проницаемость модели пласта, предварительно сниженная формированием парафинистых отложений при фильтрации нефти на 97%, восстанавливается до 47% от начальной. Эти данные указывают на то, что конденсат Северо-Долинского месторождения можно признать удовлетворительным растворителем парафинистых отложений, сформировавшихся из нефти Спасского месторождения.

Битковское месторождение. Результаты экспериментальных исследований в виде графика изменения проницаемости модели пласта при воздействии на сформировавшиеся в ней парафинистые отложения из нефти Битковского месторождения остатком вторичной ректификации бензинов (ОВБ) приведены на рис. 4.25.

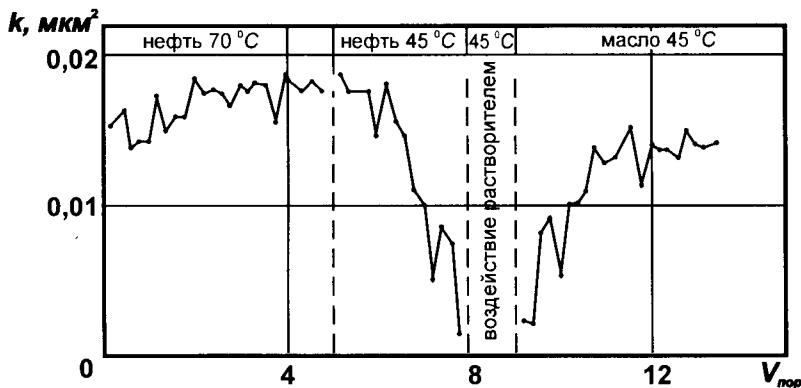


Рис. 4.25. Изменение проницаемости модели пласта при воздействии растворителем на парафинистые отложения, сформировавшиеся в процессе фильтрации нефти Битковского месторождения

Как видно из рис. 4.25, после прокачки одного порового объема растворителя при температуре насыщения нефти парафином, проницаемость, предварительно снижается формированием парафинистых отложений при фильтрации нефти на 93%, восстанавливается до 80% от начальной. Это показывает, что остаток вторичной ректификации бензинов (ОВБ) достаточно эффективный растворитель парафинистых отложений, сформированных из нефти Битковского месторождения.

Быстрицкое месторождение. На рис. 4.26 представлены результаты экспериментальных исследований по определению эффективности растворителей в виде графика изменения проницаемости модели пласта при воздействии на сформировавшиеся в ней парафинистые отложения из нефти Быстрицкого месторождения конденсатом Космачского месторождения. В отображенном на рис. 4.26 эксперименте был прокачан один поровый объем растворителя. В других экспериментах прокачалось 0,5 и 0,75 порового объема, но при этом восстановление проницаемости наблюдалось значительно меньше.

Как видно из рис. 4.26, после снижения проницаемости за счет формирования в поровых каналах модели пласта парафинистых отложений до 25% от первоначальной, благодаря воздействию растворителя она восстанавливается до 70%. В процессе последующего прогрева породы до 70 °С расплавляются оставшиеся после воздействия растворителем парафинистые отложения и проницаемость модели пласта восстанавливается до 97% от первоначальной. Следовательно, конденсат Космачского месторождения можно признать эффективным растворителем парафинистых отложений, сформированных из нефти Быстрицкого месторождения.

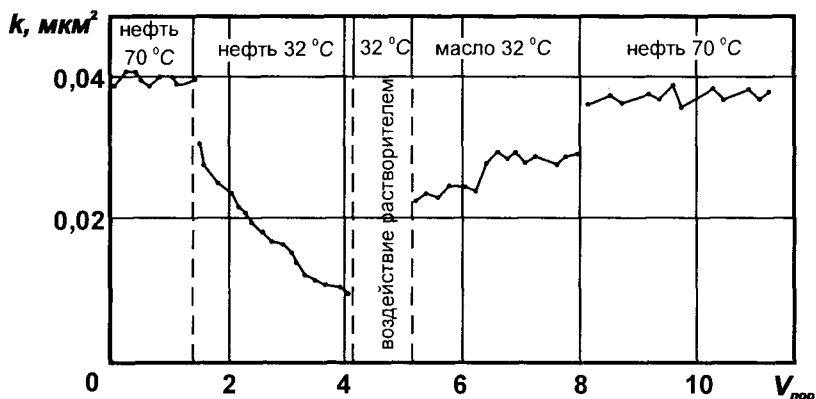


Рис. 4.26. Изменение проницаемости модели пласта при воздействии растворителем на парафинистые отложения, сформировавшиеся в процессе фильтрации нефти Быстрицкого месторождения

Таким образом, полученные результаты исследований по растворению парафинистых отложений, сформировавшихся в пористой среде модели пласта в процессе фильтрации нефтей при температуре их насыщения парафином показали, что конденсат Космачского месторождения является удовлетворительным растворителем для парафинистых отложений, сформировавшихся из нефтей Луквинского и Быстрицкого месторождений, конденсат Северо-Долинского месторождения - для парафинистых отложений, сформировавшихся из нефти Спасского месторождения, а остаток вторичной ректификации бензинов (ОВБ) - для парафинистых отложений, сформировавшихся из нефти Битковского месторождения.

4.2.7. Определение избирательного воздействия растворителей парафинистых отложений

Методика экспериментальных исследований по изучению избирательного воздействия растворителей парафинистых отложений в пористой среде описана в работе [243] и заключается в следующем.

Через образец горной породы (физические параметры образцов приведены в таблице 4.10) последовательно фильтровали 100 см³ нефти и 10 см³ индифферентной жидкости (трансформаторное масло) при пластовом давлении и температуре ниже температуры насыщения нефти парафином. Извлекали образец горной породы из кернодержателя установки для моделирования процессов, происходящих в призабойных зонах продуктивных пластов нефтяных скважин и проводили экстракцию отложившихся в ней парафинистых отложений с последующим определением их массы и компонентного состава.

ФИЗИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ОБРАЗЦОВ ГОРНОЙ ПОРОДЫ

№ п/п	Длина, м	Диаметр, м	Эффективный объем пор, см ³
1	0,075	0,027	5,0
2	0,082	0,027	5,6
3	0,078	0,027	5,3
4	0,080	0,027	5,5

Затем через тот же, но уже очищенный образец горной породы последовательно фильтровали 100 см³ нефти, 10 см³ индифферентной жидкости, 1 поровый объем растворителя и еще 10 см³ индифферентной жидкости. И вновь извлекали образец горной породы из кернодержателя установки и проводили экстракцию парафинистых отложений, оставшихся в нем после воздействия растворителем, с последующим определением их масс и компонентного состава.

По разности масс экстрагированных веществ до и после воздействия растворителем определяли его эффективность, а по различию в компонентном составе судили о его избирательности.

Результаты экспериментальных исследований по определению эффективности действия растворителей в пористой среде, проведенным согласно описанной методике, приведены в таблице 4.11. Анализируя данные приведенные в табл. 4.11 можно отметить следующее.

Каждый из опробованных растворителей парафинистых отложений обладает достаточной эффективностью и она составляет, в целом по исследованным месторождениям 79,8-94,4%. В то же время избирательность растворителей не идентична как по отношению к компонентному составу парафинистых отложений, так и, в частности, по отдельным месторождениям. Так конденсат Космачской УНТС весьма эффективный как растворитель парафинистых отложений Луквинского месторождения, где его избирательность по отношению к асфальтосмолистым компонентам достигает 82,6%, является весьма посредственным по отношению к тем же компонентам парафинистых отложений Быстрицкого месторождения, где его избирательность равняется 45,8%. В целом отмечается преобладание избирательности опробованных растворителей парафинистых отложений по отношению к парафинам, где эффективность колеблется в пределах 93,2-99,3% по исследованным месторождениям. Избирательность же по отношению к асфальтосмолистым компонентам парафинистых отложений колеблется в пределах 45,8-86,3%. Тем не менее опробованные растворители необходимо признать как весьма эффективные.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЙСТВИЯ РАСТВОРИТЕЛЕЙ ПАРАФИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Растворитель	Общая масса парафинистых отложений, г	Асфальтены + смолы, г		Парафины, г		Эффективность, %		
		До растворения	После растворения	До растворения	После растворения	Для асфальте нов + смолы	Для парафина в	Общая
Луквинское месторождение								
Конденсат Космачской УНТС	0,6136	0,2397	0,0417	0,3739	0,0037	82,6	99,0	92,6
Конденсат Космачской УНТС+0,5% сульфанола НП-1	0,6128	0,2393	0,0328	0,3735	0,0016	86,3	99,6	94,4
Спасское месторождение								
Конденсат Северо-Долинского месторождения	0,7837	0,2377	0,0881	0,5460	0,0371	62,9	93,2	84,0
Конденсат Северо-Долинского месторождения + толуол 4:1	0,6574	0,2417	0,1014	0,4157	0,0036	58,0	99,1	84,0
Битковское месторождение								
Бутил-бензольная фракция (ББФ)	0,7570	0,3020	0,0725	0,4550	0,0100	76,0	97,8	89,1
Остаток вторичной ректификации бензинов (ОВБ)	0,7581	0,3025	0,0765	0,4556	0,0123	74,7	97,3	88,3
Быстрицкое месторождение								
Конденсат Космачской УНТС	1,1908	0,3870	0,2098	0,8038	0,0308	45,8	96,2	79,8
Конденсат Космачской УНТС + толуол 4:1	1,1899	0,3868	0,1110	0,8031	0,0056	71,3	99,3	90,2

Таким образом, для удаления парафинистых отложений из призабойной зоны продуктивных пластов нефтяных скважин по результатам экспериментальных исследований растворяющей способности растворителей можно рекомендовать: для Луквинского месторождения - конденсат Космачской УНТС, конденсат Космачской УНТС + 0,5% сульфанол НП-1, остаток вторичной ректификации бензинов (ОВБ); для Спасского месторождения - конденсат Северо-Долинского месторождения, конденсат Северо-Долинского месторождения + толуол в соотношении 4:1, конденсат Северо-Долинского месторождения + 0,5% ОП-10 + 0,5% карпатола КА-102-3; для Битковского месторождения - бутилбензольную фракцию (ББФ), остаток вторичной ректификации бензинов (ОВБ); для Быстрицкого месторождения - конденсат Космачской УНТС, конденсат Космачской УНТС + толуол в соотношении 4:1, конденсат Космачской УНТС + 0,5% ОП-7 + 5% N,N-диметилформамида, конденсат Космачской УНТС + 0,25% ГДПЭ-064 + 0,5% ОП-10.

4.3. Дисперсные системы на основе магнитоактивных веществ

4.3.1. Реологические свойства магнитоактивных изолирующих растворов.

В последние годы в мировой научно-технической литературе описано применение магнитоактивных жидкостей в некоторых отраслях промышленности. Применение магнитоактивных веществ в изолирующих растворах и разработка оригинальной технологии по ограничению водопритоков в добывающих скважинах придает им новые свойства.

В соответствии с этим нами были проведены работы по составлению рецептур и исследованию реологических свойств изолирующих растворов на основе магнитоактивных веществ [197]. С этой целью нами в качестве магнитоактивных веществ использовался железистый утяжелитель, применяемый при бурении скважин для утяжеления промывочных жидкостей. Железистый утяжелитель состоит из смеси гематита и магнетита. Его плотность 4150 кг/м^3 . Проведенный седиментационный анализ железистого утяжелителя позволил установить диаметры частичек магнетита и гематита, которые находятся в пределах $0.007\text{--}0.2 \text{ мм}$, что вполне удовлетворяет поставленной цели использования железистого утяжелителя в качестве магнитоактивного вещества для приготовления изолирующих растворов.

В качестве жидкости-носителя в магнитоактивном изолирующем растворе использовался водный раствор полиакриламида с добавкой неионогенного поверхностно-активного вещества. Полиакриламид, входящий в состав изолирующего раствора, используется как флокулянт, способствующий удержанию частичек дисперсной фазы (железистого утяжелителя) во взвешенном состоянии, а поверхностно-активное вещество - как стабилизатор устойчивости суспензии железистого утяжелителя в водном растворе полиакриламида. В качестве поверхностно-активного вещества использовались неонол или ОП-10.

Основным свойством, определяющим подвижность раствора в пористой среде или высокопроницаемом канале, является его реологическая характеристика.

Настоящими исследованиями изолирующих растворов на основе магнитоактивных веществ ставилась задача определения типа реологической модели, оценки их реологических параметров и сопоставление их со свойствами растворов товарного полиакриламида. Исследования проводились на ротационном вискозиметре RHEOTEST-2.

Методика определения реологических свойств исследуемых изолирующих растворов основана на использовании решений основного уравнения ротационной вискозиметрии [244, 245]

$$\omega = 0,5 \int_{\alpha^2 \tau}^{\tau} \frac{\gamma(\tau)}{\tau} d\tau, \quad (4.17)$$

где ω - угловая скорость вращения наружного цилиндра, c^{-1} ; $\alpha = R_1/R_2$; R_1, R_2 - соответственно радиус внутреннего и наружного цилиндров, m ; τ - касательное напряжение сдвига на внутреннем измерительном цилиндре, Pa ; γ - градиент скорости сдвига, c^{-1} .

Для обработки данных ротационной вискозиметрии обычно применяют следующие реологические модели:

1) модель Ньютона (вязкая жидкость)

$$\gamma = \tau/\mu; \quad (4.18)$$

2) модель Шведова - Бингама (вязкопластичная жидкость)

$$\gamma = (\tau - \tau_0)/\mu; \quad (4.19)$$

3) модель Оствальда (псевдопластичная жидкость)

$$\gamma = (\tau/K)^{1/n}. \quad (4.20)$$

Здесь μ - динамическая (пластическая) вязкость жидкости, $Pa \cdot c$; τ_0 - динамическое напряжение сдвига, Pa ; K - мера консистенности; n - показатель нелинейности.

Подставляя поочередно уравнения (4.18)-(4.20) в (4.17) и интегрируя получим для моделей 1-3 следующие соотношения:

1) модель Ньютона

$$\tau = \frac{2\mu}{1-\alpha^2} \cdot \omega, \quad (4.21)$$

2) модель Шведова - Бингама (при $\tau > \tau_0/\alpha^2$).

$$\tau = \frac{2\mu\omega}{1-\alpha^2} + \frac{\tau_0}{1-\alpha^2} \cdot \ln(1/\alpha^2), \quad (4.22)$$

3) модель Оствальда

$$\tau = K \left[\frac{2\omega}{n(1-\alpha^{2/n})} \right]^n. \quad (4.23)$$

Выбор той или иной модели производится, исходя из характера зависимости $\tau = f(d\omega/dy)$ (рис. 4.27) [246].

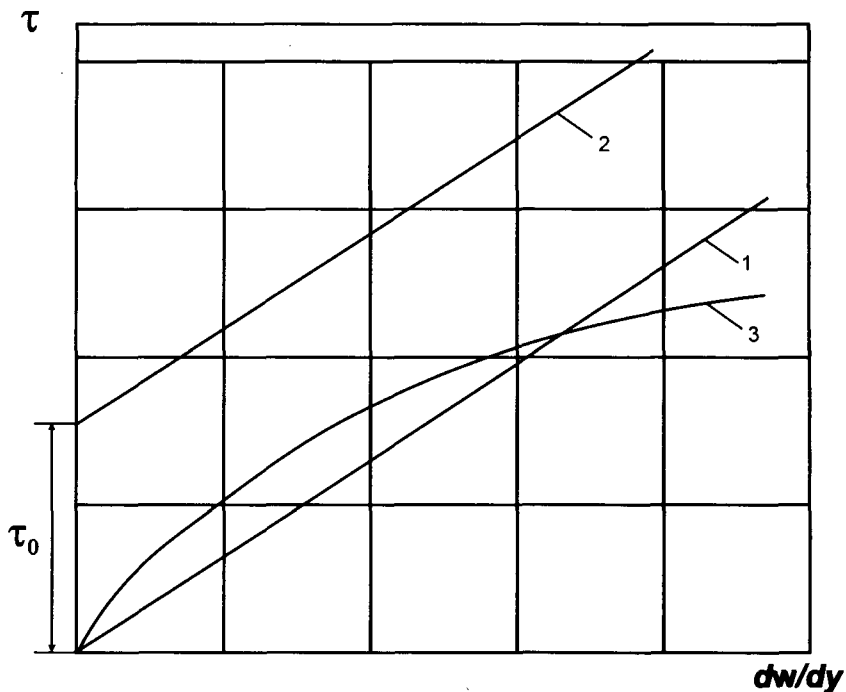


Рис. 4.27. Зависимость изменения напряжения сдвига от градиента скорости: 1 - ньютоновская; 2 - вязкопластичная; 3 - псевдопластичная

Если зависимость $\tau = f(dw/dy)$ имеет вид 1 (см. рис. 4.27), то для обработки реологической характеристики пользуются моделью Ньютона. В случае, если реологическая зависимость принимает вид 2, используют модель Шведова - Бингама. Реологическую зависимость вида 3 обрабатывают с использованием модели Оствальда.

Для реологических исследований изолирующих растворов на основе магнитоактивных веществ было приготовлено 8 водных растворов полиакриламида со следующими значениями коэффициента динамической вязкости: 799.98; 457.14; 101.39; 51.19; 29.25; 20.32; 6.95; 1.51 МПа·с с 0.05%-ой концентрацией поверхностно-активного вещества, в качестве которого использовали ОП-10. На основе каждого водного раствора полиакриламида готовили изолирующие растворы с различным содержанием в них магнитоактивных веществ (железистого утяжелителя). Концентрация магнитоактивных веществ в водных растворах полиакриламида находилась в пределах от 5 до 60°C.

Результаты одного из экспериментов в виде зависимости касательного напряжения сдвига водного раствора полиакриламида

вязкостью 457.14 МПа·с и при концентрации магнитоактивных веществ соответственно 0, 30, 35, 45 и 60 от градиента скорости приведены на рис. 4.28.

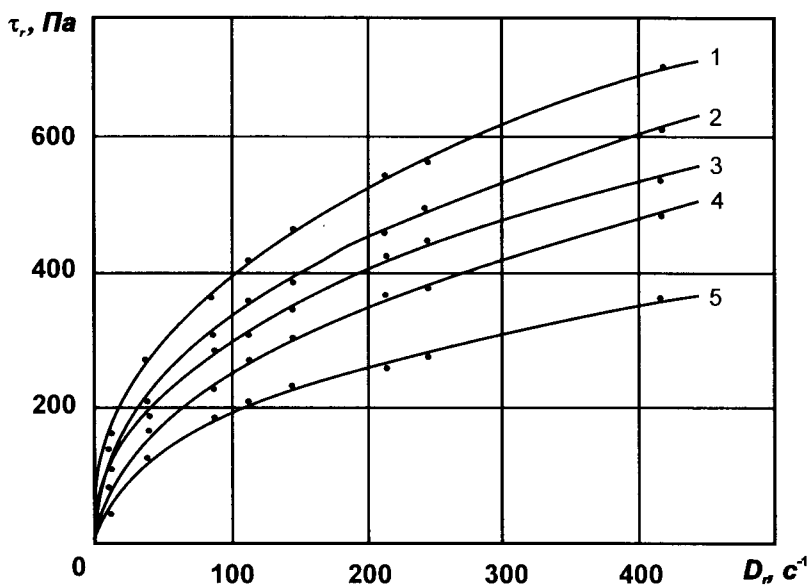


Рис. 4.28. Зависимость изменения напряжения сдвига водных растворов ПАА вязкостью 457,14 мПа·с от скорости вращения цилиндра ротационного вискозиметра при различных концентрациях магнитоактивных веществ: 1 - 60%; 2 - 45%; 3 - 35%; 4 - 30%; 5 - 0%

Анализируя полученные результаты, следует отметить, что реологические характеристики водных растворов полиакриламида без и с наличием дисперсной фазы магнитоактивных веществ имеют вид кривой 3 (см. рис. 4.27). Это свидетельствует о принадлежности чистых растворов полиакриламида и изолирующих растворов на основе магнитоактивных веществ к псевдопластичным жидкостям, вязкость которых изменяется в зависимости от градиента скорости сдвига.

Кроме того, сопоставление величины напряжения сдвига для изолирующих растворов и чистого раствора полиакриламида показывает существенное превышение вязкости первых над вторым.

4.3.2. Прочность структуры, создаваемой магнитоактивными изолирующими растворами.

Высокая эффективность работ по изоляции и ограничению водопритоков в добывающие скважины, как отмечалось выше, находится в прямой зависимости от проблемы, связанной с возможностью перекрытия ("запечатывания") перфорационных отверстий в эксплуатационной колонне.

Решение этой проблемы может быть найдено путем применения наиболее прогрессивных технологий, одной из которых является использование магнитоактивных веществ в изоляционных растворах. Поэтому проведенные исследования были направлены на выяснение предела прочности структуры, создаваемой магнитоактивными изоляционными растворами при воздействии на них магнитным полем.

С этой целью была разработана и создана установка для определения предельного напряжения сдвига изоляционной структуры (рис.3.1), описание которой приведено выше.

На созданной установке по результатам лабораторных исследований нами определено предельное напряжение сдвига [247, 248] по формуле [227]:

$$\tau_o = \frac{\Delta p_o r}{2L}, \quad (4.24)$$

где Δp_o - перепад давления на концах капилляра, МПа; r - внутренний радиус капилляра, м; L - длина изоляционной структуры в капилляре, м.

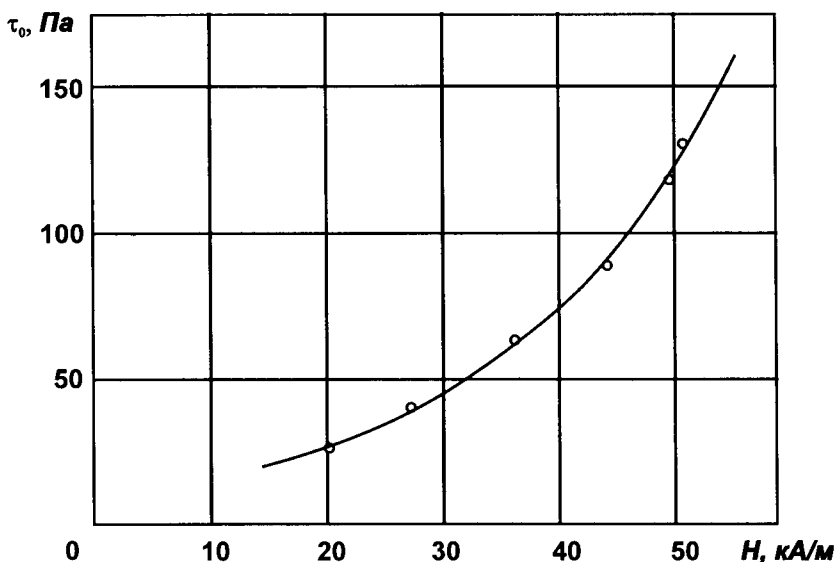


Рис. 4.29. Зависимость изменения предельного напряжения сдвига изоляционной структуры от напряженности магнитного поля

Определив по манометру 2 установки (см. рис. 3.1) перепад давления Δp_o , при котором разрушается изоляционная структура в измерительном капилляре 1, рассчитали, с учетом геометрических размеров последней, предельное напряжение сдвига τ_o (рис. 4.29). После обработки данных на ПЭВМ было получено эмпирическое уравнение:

$$\tau_o = 1,01 \cdot 10^{-5} \cdot \exp(5 \cdot 10^{-5} \cdot H), \quad (4.25)$$

где H - напряженность магнитного поля, А/м.

Предельный градиент давления [249, 250], необходимый для разрушения изоляционной структуры, находят по формуле:

$$\text{grad}P = \frac{\tau_0}{3} \sqrt{\frac{8m}{k}}, \quad (4.26)$$

где m - коэффициент пористости ; k - коэффициент проницаемости, м^2 .

Значения предельного градиента давления сдвига изоляционной структуры при напряженности магнитного поля $H = 20000 \text{ А/м}$ при различных значениях коэффициента проницаемости пористой среды и пористости $m=0,2$ приведены на рис. 4.30.

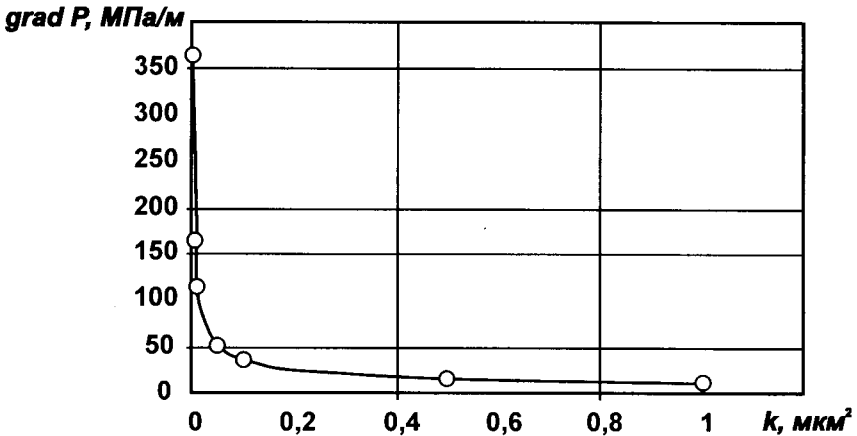


Рис. 4.30. Зависимость предельного градиента давления сдвига изоляционной структуры при напряженности магнитного поля $H = 20000 \text{ А/м}$ и пористости $m=0,2$ от проницаемости пористой среды .

Таким образом, проведенные экспериментальные исследования позволили установить, что предельное напряжение сдвига изоляционной структуры, полученной путем воздействия магнитного поля на магнитоактивные изоляционные растворы, находится в экспоненциальной зависимости от его напряженности. В зависимости от проницаемости пористой среды в интервале $1,0-0,001 \text{ мкм}^2$ при воздействии магнитным полем напряженностью 20000 А/м на изоляционный раствор предельный градиент давления образованной изоляционной структуры составляет $11,6-336,0 \text{ МПа/м}$.

4.3.3. Фильтрационные свойства магнитоактивной изоляционной структуры.

Изоляционная структура, образованная посредством воздействия магнитного поля на изолирующий раствор с магнитоактивными веществами, находящийся в призабойной зоне пласта, создает гидравлическое

сопротивление, ограничивающее приток пластовых вод в добывающую скважину. В связи с этим определенный интерес представляет возможность определения проницаемости изоляционной структуры, образованной в перфорационном отверстии обсадной колонны.

С этой целью, на разработанной установке для определения фильтрационных свойств изоляционной структуры (см.рис. 3.2), были проведены экспериментальные исследования, в которых использовали модель обсадной колонны, представляющую собой заглушенную с нижней стороны трубу наружным диаметром 0,146 м и длиной 0,75 м. По диаметру трубы, толщина стенки которой составляла 0,0096 м, было высверлено пять рядов отверстий радиусом 0,007 м, общее количество которых достигало 20.

В начале опыта определяли фильтрационные характеристики перфорационных отверстий в модели обсадной колонны, то есть параметры фильтрации изолирующего раствора на основе магнитоактивных веществ без воздействия магнитного поля, затем при его воздействии, а также фильтрационные параметры тех же перфорационных отверстий в модели обсадной колонны, но уже при наличии в них изоляционной структуры. По разности значений проницаемости перфорационных отверстий модели обсадной колонны до и после воздействия магнитным полем судили о способности изолирующей структуры блокировать их без проникновения магнитоактивного изолирующего раствора в пористую среду призабойной зоны пласта.

Проницаемость рассчитывали по известной формуле:

$$k = \frac{4q\mu L}{n\pi d^2 \Delta P}, \quad (4.27)$$

где q - расход изолирующего раствора, $м^3/с$; μ - динамическая вязкость изолирующего раствора, $Па\cdot с$; L - толщина стенки модели обсадной колонны, $м$; n - количество перфорационных отверстий; d - диаметр перфорационного отверстия, $м$; ΔP - перепад давления, $Па$.

Ввиду того, что часть переменных в формуле (4.27) для созданной установки является постоянными величинами, выражение можно преобразовать в более удобный для расчетов вид:

$$k = 47,05 \frac{q\mu}{\Delta P}. \quad (4.28)$$

Результаты экспериментальных исследований на установке для изучения фильтрационных свойств изоляционной структуры, полученной при воздействии на магнитоактивный изолирующий раствор магнитным полем, приведены в табл. 4.12.

Анализируя полученные результаты, можно отметить, что изоляционная структура, образованная из изолирующего раствора на основе магнитоактивных веществ при воздействии магнитным полем, на порядок снижает проницаемость перфорационных отверстий. Поэтому с

уверенностью можно сделать вывод о достаточно высокой эффективности ведения работ по ограничению водопритоков в добывающие скважины путем применения изолирующих растворов на основе магнитоактивных веществ, а также производить их закачку в пористое пространство призабойной зоны пласта, не ограничиваясь перфорационными отверстиями обсадной колонны.

Таблица 4.12.

ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ИЗОЛЯЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ

Параметр	Перфорационные отверстия	Перфорационные отверстия с изоляционной структурой	Изоляционная структура
Расход изолирующего раствора, $\text{м}^3/\text{с}$	$5,72 \cdot 10^{-5}$	$5,72 \cdot 10^{-5}$	$5,72 \cdot 10^{-5}$
Вязкость изолирующего раствора, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	93,834	93,834	93,834
Перепад давления, Па	60	420	360
Проницаемость, м^2	$4,2 \cdot 10^{-7}$	$6,0 \cdot 10^{-8}$	$7,0 \cdot 10^{-8}$

4.3.4. Движение магнитоактивных частиц в постоянном магнитном поле.

Использование для ограничения водопритоков в скважины изолирующих растворов на основе магнитоактивных веществ [251] и скважинных магнитных устройств [218, 219] обуславливает определенный интерес к процессу формирования изоляционной структуры.

Изолирующий раствор с содержанием до 60% магнитоактивных веществ (частички магнетита или гематита диаметром менее 0,2 мм), со свойствами магнитоактивной жидкости, представляет собой дисперсную высоковязкую систему [124, 197]. При воздействии на него магнитным полем дисперсные частицы магнитоактивных веществ устремляются к скважинному магнитному устройству, образуя плотный магнитоактивный водоизоляционный экран. В связи с этим огромное значение приобретает возможность точного определения влияния магнитного поля скважинного устройства на дисперсные частицы магнитоактивного изолирующего раствора.

Здесь необходимо отметить, что эффективность водоизоляционных работ во многом зависит от качества перекрытия перфорационных отверстий обсадной колонны [251]. Говоря иначе, качество и эффективность работ зависят от прочности части водоизоляционного экрана, расположенного в непосредственной близости (на расстоянии порядка 10-12 см) от перфорационных отверстий обсадной колонны. Поэтому использование энергии магнитного поля и свойств магнитоактивного изолирующего раствора вполне приемлемо для реализации поставленной цели. Очевидно, что

величиной, характеризующей влияние магнитной системы на дисперсные магнитоактивные частицы, а следовательно, и отвечающей за прочность водоизоляционного экрана, есть величина максимального расстояния от магнитной системы до магнитоактивной частицы, при котором еще сохраняется равновесие, т. е. при котором результирующая сил, действующая на магнитоактивную частицу, равна нулю.

$$F_M - k_{mp}(P - F_a) = 0, \quad (4.29)$$

где F_M - магнитная сила, н; P - сила тяжести, н; F_a - выталкивающая сила, н; k_{mp} - коэффициент трения ($k_{mp} = 0,15$).

Сила, действующая на магнитоактивную частицу со стороны магнитной системы, определяется из уравнения Максвелла [252]:

$$F_M = 0,5\mu_0 SH^2, \quad (4.30)$$

где μ_0 - магнитная постоянная, Гн/м; S - площадь поперечного сечения частицы (миделево сечение), м²; H - напряженность магнитного поля, А/м.

Силу тяжести действующую на магнитоактивную частицу найдем из уравнения:

$$P = \rho_0 g V, \quad (4.31)$$

где ρ_0 - плотность частицы, кг/м³; V - объем частицы, м³; g - ускорение свободного падения, м/с².

Выталкивающая сила равна:

$$P = \rho g V, \quad (4.32)$$

где ρ - плотность дисперсионной среды изолирующего раствора, кг/м³.

Здесь необходимо отметить, что при изменении расстояния до полюсного наконечника магнитной силовой системы изменяется и напряженность магнитного поля. Это изменение можно описать уравнением [253]:

$$H = H_0 e^{-cX}, \quad (4.33)$$

где H_0 - напряженность магнитного поля на полюсном наконечнике магнитной силовой системы, А/м; c - эмпирический коэффициент, 1/м; X - расстояние от полюсного наконечника, м.

Площадь поперечного сечения магнитоактивной частицы S и ее объем V , выраженные через радиус, соответственно равны:

$$S = \pi r^2 \quad (4.34)$$

и

$$V = \frac{4}{3} \pi r^3, \quad (4.35)$$

где r - радиус магнитоактивной частицы, м.

Подставив в уравнение (4.29) значения из (4.30)-(4.35) и решая его

относительно X , находим выражение для определения максимального расстояния влияния магнитного поля силовой магнитной системы на магнитоактивные частицы водоизолирующего раствора:

$$X = -\frac{1}{2c} \cdot \ln \frac{8}{3} \left[\frac{rgk_{mp}(\rho_o - \rho)}{\mu_o H_o^2} \right], \quad (4.36)$$

Как видно из формулы (4.36), расстояние влияния магнитного поля магнитной силовой системы находится в логарифмической зависимости от радиуса магнитоактивных частиц изолирующего раствора. Все входящие в расчетную формулу (4.36) значения легко определяемы, кроме эмпирического коэффициента c . Однако и его значение легко находится по экспериментальным данным изучения изменения напряженности магнитного поля конкретной магнитной силовой системы в зависимости от расстояния. Проведя эти исследования, определили эмпирический коэффициент c применяемой для проведения водоизоляционных работ магнитной силовой системы. Его значение составило $c = 128,91 \text{ 1/м}$.

С помощью вычислений по формуле (4.36) был найден радиус влияния магнитной силовой системы на магнитоактивные частицы дисперсного водоизоляционного раствора, который при изменении радиуса частиц от 0,1 до 0,0001 мм составил 10,1-20,6 см, что вполне удовлетворяет поставленной задаче о прочности водоизоляционного экрана, указанной выше.

4.3.5. Моделирование процесса создания магнитоактивного водоизоляционного экрана.

С целью выяснения возможности проведения технологических процессов на разработанной и описанной выше установке (смотри рис. 3.9) были проведены исследования по моделированию процесса ограничения водопритоков с применением магнитоактивных изолирующих растворов [203]. Для этого соорудили двухслойную модель продуктивного пласта, где нижний высокопроницаемый слой модели изготовляли из фракции песка диаметром частиц 2-3 мм, а верхний низкопроницаемый - из фракции песка диаметром частиц менее 0,25 мм. В случае использования модели с непроницаемой перегородкой между слоями последнюю создавали разобшением слоев клеящим составом. Вначале проводили исследования с магнитоактивным изолирующим раствором без использования жидкости-закрепителя. Модель пласта (длина 0,46 м, толщина 0,06 м, ширина 0,008 м) состояла из двух разнопроницаемых слоев без непроницаемой перегородки.

После построения и герметизации модель пласта вакуумировали и насыщали моделью нефти (керосином). Открытая пористость, определенная по методике [202], составила 26,9%, а проницаемость 233 мкм². Нефтенасыщенный объем 52 см³.

Экспериментальные исследования проводились при гидродина-

мических параметрах, соизмеримых с идентичными параметрами реальных пластовых систем. Градиент давления составлял 10-40 $\text{кПа}/\text{м}$, расход - 0,0005-0,005 $\text{см}^3/\text{с}$. Время фильтрации одного порового объема 3-28 ч.

После окончания подготовительных работ вытесняли модель нефти моделью пластовой воды, которая представляла собой раствор поваренной соли в дистиллированной воде концентрацией 150 $\text{г}/\text{л}$. Объем отфильтрованной из одного порового объема модели нефти, замеренной в мерном цилиндре, составил 32 см^3 , а коэффициент вытеснения - 61,5%. Необходимо отметить, что после прорыва воды в модель добывающей скважины, в измерительном цилиндре уже находилось 31,5 см^3 модели нефти и последующее вытеснение еще 20,5 см^3 флюида позволило отфильтровать только 0,5 см^3 модели нефти. Поэтому полученные в дальнейшем результаты никак нельзя относить за счет увеличения объема вытеснения водой.

В модель добывающей скважины закачали 0,3 см^3 магнитоактивного изолирующего раствора. Воздействовали на призабойную зону в интервале высокопроницаемого слоя модели пласта введенным в модель добывающей скважины постоянным магнитом и вытесняли еще один поровый объем модели пластовой воды. Объем профильтрованной модели нефти увеличился до 40 см^3 , а суммарный коэффициент вытеснения достиг 76,9%. Следовательно, увеличение коэффициента вытеснения за счет создания водоизоляционного экрана на основе магнитоактивного изолирующего раствора составило 15,4%.

В дальнейшем методика исследований была изменена вследствие применения магнитоактивного изолирующего раствора с жидкостью-закрепителем. Для исследований подготовили две модели пласта. Первую модель готовили так же, как и в предыдущем эксперименте. Длина модели 0,84 м , толщина 0,08 м , ширина 0,008 м . Вытесняли модель нефти при постоянном давлении 20 $\text{кПа}/\text{м}$. Нефтенасыщенный объем 90 см^3 .

После прорыва воды в модель добывающей скважины обводненность стремительно нарастала. При достижении обводненности 90% вытеснение модели нефти водой прекратили. Закачали в модель добывающей скважины 0,4 см^3 магнитоактивного изолирующего раствора и ввели в интервал локализации высокопроницаемого слоя модели пласта магнит. Затем вытеснили из модели пласта 0,4 см^3 флюида. Эта операция позволила извлечь из низкопроницаемого слоя модели пласта магнитоактивный изолирующий раствор, объем которого составил менее 0,1 см^3 .

После дренажа закачали 0,1 см^3 жидкости-закрепителя (10%-й раствор сульфата алюминия). Модель пласта 0,5 ч находилась в нейтральном состоянии для структурирования магнитоактивного изолирующего раствора, после чего извлекли магнит и возобновили вытеснение.

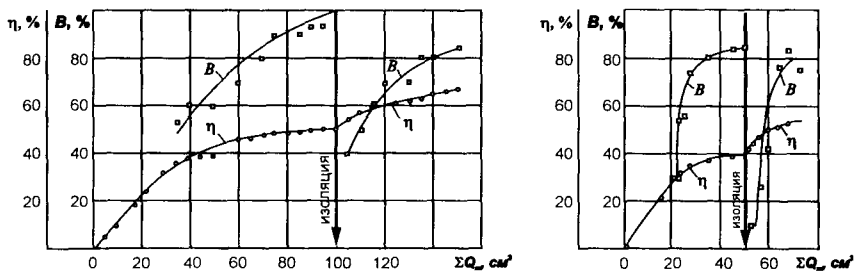


Рис. 4.31. Изменение коэффициента вытеснения π и обводненности фильтрата B до и после проведения изоляции высокопроницаемого слоя модели пласта магнитоактивным изолирующим раствором от накопленного расхода фильтрата без непроницаемой (а) и с непроницаемой (б) перегородкой между слоями

Результаты экспериментальных исследований вытеснения модели нефти в двухслойной модели пласта водой до и после создания водоизоляционного экрана приведены на рис. 4.31а, из которого видно, что после закачки магнитоактивного изолирующего раствора и его фиксации магнитным полем введенного в модель добывающей скважины магнита и жидкостью-закрепителем наблюдается изоляционный эффект. Обводненность продукции после создания водоизоляционного экрана уменьшилась до 20-30% по сравнению с 90-95% до изоляции. Нарастание обводненности фильтрата после создания водоизоляционного экрана происходит в высоком темпе. Это связано с тем, что слои модели пласта не имеют непроницаемой перегородки, поэтому вода, поступающая по высокопроницаемому слою, поднимается в низкопроницаемый слой непосредственно у модели добывающей скважины (у созданного водоизоляционного экрана).

Вторая модель пласта по геометрическим параметрам идентична первой, отличаясь лишь наличием непроницаемой перегородки между слоями. Нижний высокопроницаемый и верхний низкопроницаемый слой формировались из тех же насыпных материалов (песок), что и в первой модели. Вытеснение и создание водоизоляционного экрана соответствовали методике исследований, проведенной на первой модели. Результаты исследований на второй модели приведены на рис. 4.31б, из которого следует, что, как и в первом случае, наблюдается изоляционный эффект, но обводненность фильтрата после изоляции высокопроницаемого слоя нарастает медленнее.

Кроме того, были проведены экспериментальные исследования по определению эффективности создания многослойной водоизоляционной оторочки. Исследования проводились в следующей постановке. Через модель пласта проводили фильтрацию воды с определением исходной

проницаемости, которая составила 212 мкм^2 . Затем создавали оторочку пены, полимера или полимера и пены и оторочку суспензии магнетита в воде. Для создания оторочки полимера использовали 0,1 % раствор полиакриламида в воде, для создания оторочки пены - водный раствор ДС-РАС 2 %, или КМЦ-600 1,5 %. На выходе из модели устанавливали магнит и возобновляли фильтрацию. Результаты этих экспериментов приведены в табл. 4.13.

Как видно из табл. 4.13, при создании многослойного водоизолирующего барьера градиент давления, при котором возобновляется фильтрация в модели пласта, в 3,5 раза выше, чем при создании оторочки пены, что указывает на повышение в 3,5 раза прочности водоизоляционной структуры за счет создания оторочки суспензии магнетита в воде.

Таблица 4.13

**РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ
ЭФФЕКТИВНОСТИ МНОГОСЛОЙНОГО
ВОДОИЗОЛИРУЮЩЕГО БАРЬЕРА**

Параметр	оторочка пены	оторочка пены	Оторочка полимера	Оторочка полимера и пены
Величина оторочки, м пены	0,050	0,048	-	0,024
полимера	-	-	0,048	0,024
суспензии магнетита в воде	-	0,002	0,002	0,002
суммарная	0,05	0,05	0,05	0,05
Градиент давления возобновления фильтрации, кПа/м	80	270	278	275

Одной из важных проблем нефтегазодобычи является борьба с заколонными перетоками. С целью отработки технологического процесса были проведены экспериментальные исследования по моделированию водоизоляционного барьера для изоляции заколонных перетоков. Результаты этих исследований представлены в табл. 4.14.

Как следует из экспериментальных данных, представленных в табл. 4.14, при проведении ограничения водопритока 0,5% раствором полиакриламида обводненность составила 50.1%, а при осуществлении предложенного метода она снизилась до 7.7-8.5%, что подтверждает его высокую эффективность.

**РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ИЗОЛЯЦИИ
ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ**

№ п/п	Условия эксперимента	Расход, $см^3/с$		Обводнен- ность, %
		жидкости	нефти	
1.	Без ограничения водопритока	0,005	0,00058	88.4
2.	Ограничение водопритока с применением в качестве тампонирующего материала 0,5% раствора полиакриламида	0,00497	0,00248	50.1
3.	Ограничение водопритока с применением в качестве тампонирующего, предложенного изолирующего раствора с содержанием магнитоактивных веществ, об. %:	0,00495	0,00453	8.5
		20 40	0,00496	0,00458

Таким образом, исследования по моделированию процесса ограничения водопритока в добывающую скважину позволили установить высокую эффективность водоизоляционных экранов, создаваемых магнитоактивными изолирующими растворами.

Результаты показывают, что за счет снижения обводненности возможно повышение нефтеизвлечения при суммарно меньшем объеме отфильтрованной через пласт жидкости.

Исследования подтверждают целесообразность отработки технологических приемов в конкретных скважинных условиях.

5. Гидродинамические расчеты технологических параметров процессов увеличения продуктивности скважин

5.1. Седиментационная устойчивость дисперсных систем.

Проведенные ранее исследования реологических свойств магнитоактивных изолирующих растворов [197], прочностных [247, 251] и фильтрационных [198] свойств создаваемых ими под воздействием магнитного поля изоляционных структур, указывают на возможность их успешного применения в промышленной практике для ограничения водопритоков в добывающие скважины. Кроме того, использование для увеличения производительности скважин кислотных композиций на основе нитрата карбамида позволяет говорить о развитии нового направления в данной проблеме [204, 205-208, 213, 220]. Поэтому, ввиду того, что магнитоактивные изолирующие растворы и кислотные композиции на основе нитрата карбамида представляют собой дисперсные системы, дисперсной фазой в которых являются либо частицы гематита и магнетита, либо частицы нитрата карбамида, естественно огромный интерес представляет изучение их седиментационной устойчивости при нагнетании в призабойную зону пласта.

Как известно, седиментация частиц в дисперсионной среде происходит под действием силы тяжести:

$$P = mg, \quad (5.1)$$

где m - масса частицы, кг; g - ускорение свободного падения, m/c^2 .

В свою очередь на частицу, находящуюся в дисперсионной среде, действует выталкивающая сила

$$F_a = \rho g V, \quad (5.2)$$

где ρ - плотность дисперсионной среды, $кг/м^3$; V - объем частицы, $м^3$.

Кроме того, при движении, дисперсные частицы испытывают сопротивление, зависящее от их формы и размеров, а также от скорости движения и свойств самой дисперсной среды. Принимая допущение, что частицы гематита и магнетита имеют сферическую форму сила сопротивления при их седиментации пропорциональна скорости и описывается законом Стокса [254].

$$F_s = 6\pi\mu r v, \quad (5.3)$$

где μ - динамическая вязкость дисперсной среды, $Па\cdot c$; r - радиус частицы, $м$; v - скорость частицы, $м/с$.

Учитывая, что скорость седиментации можно записать в виде:

$$v = \frac{dh}{dt}, \quad (5.4)$$

где h - расстояние, пройденное частицей, $м$; t - время седиментации частицы, $с$;

а объем и массу сферической частицы выразить следующим образом

$$V = \frac{4}{3}\pi r^3, \quad (5.5)$$

$$m = \rho_0 V, \quad (5.6)$$

где ρ_0 - плотность частицы, $\text{кг}/\text{м}^3$;

то дифференциальное уравнение движения сферической частицы в дисперсионной среде под действием однородного поля силы тяжести запишется в виде:

$$\frac{d^2 h}{dt^2} = \left(1 - \frac{\rho}{\rho_0}\right)g - \frac{9\mu}{2\rho_0 r^2} \cdot \frac{dh}{dt}. \quad (5.7)$$

Введя обозначения

$$A = \left(1 - \frac{\rho}{\rho_0}\right)g \quad (5.8)$$

и

$$B = \frac{9\mu}{2\rho_0 r^2} \quad (5.9)$$

уравнение (5.7) примет вид

$$\frac{d^2 h}{dt^2} = A - B \frac{dh}{dt} \quad (5.10)$$

Интегрируя дифференциальное уравнение (5.10), получим:

$$\frac{dh}{dt} = \frac{A}{B} - C_1 \cdot e^{-bt}. \quad (5.11)$$

Из условия, что при $t=0$ $C_1 = \frac{A}{B}$. Следовательно

$$\frac{dh}{dt} = \frac{A}{B} \left(1 - C_1 \cdot e^{-bt}\right). \quad (5.12)$$

Интегрируя уравнение (5.12), получим:

$$h = \frac{A}{B}t + \frac{A}{B^2}e^{-bt} + C_2. \quad (5.13)$$

Или из условия, что $t=0$ при $t=0$ $C_2 = -A/B^2$ искомое частное решение будет

$$h = \frac{A}{B}t + \frac{A}{B^2}e^{-bt} - \frac{A}{B^2}. \quad (5.14)$$

Учитывая, что предел функции e^{-bt} при $t \rightarrow \infty$ равен 0 ($\lim_{t \rightarrow \infty} e^{-bt} = 0$) и свободный член A/B^2 много меньше A/B , то есть $A/B^2 \ll A/B$ - уравнение (5.14) для больших значений можно переписать в виде:

$$h = \frac{A}{B}t. \quad (5.15)$$

Подставляя в уравнение (5.15) значения коэффициентов A и B окончательно получим:

$$h = \frac{2r^2 g(\rho_o - \rho)}{9\mu} \cdot t, \quad (5.16)$$

Время прокачки одного внутреннего объема насосно-компрессорных труб (НКТ) равен:

$$t = \frac{\pi R^2 H}{Q}, \quad (5.17)$$

где R - внутренний радиус НКТ, м; H - глубина спуска НКТ, м; Q - объемный расход, создаваемый агрегатом, $\text{м}^3/\text{с}$.

Заменяя в (5.16) t на его значение из (5.17), найдем выражение для определения относительного расстояния, пройденного дисперсной частицей в дисперсной среде за время прокачки изолирующего магнитоактивного раствора:

$$h = \frac{2r^2 g(\rho_o - \rho) \pi R^2 H}{9\mu Q}. \quad (5.18)$$

Используя формулу (18) и учитывая, что $V_6 = \pi R^2 h$, рассчитывают необходимый объем буферной жидкости для предотвращения выпадения в зумпф скважины части дисперсных частиц магнитоактивного изолирующего раствора. Результаты приведены на рис.5.1 в виде номограммы, которая упрощает расчеты по формуле (5.18). Расчет проведен для 73 мм НКТ.

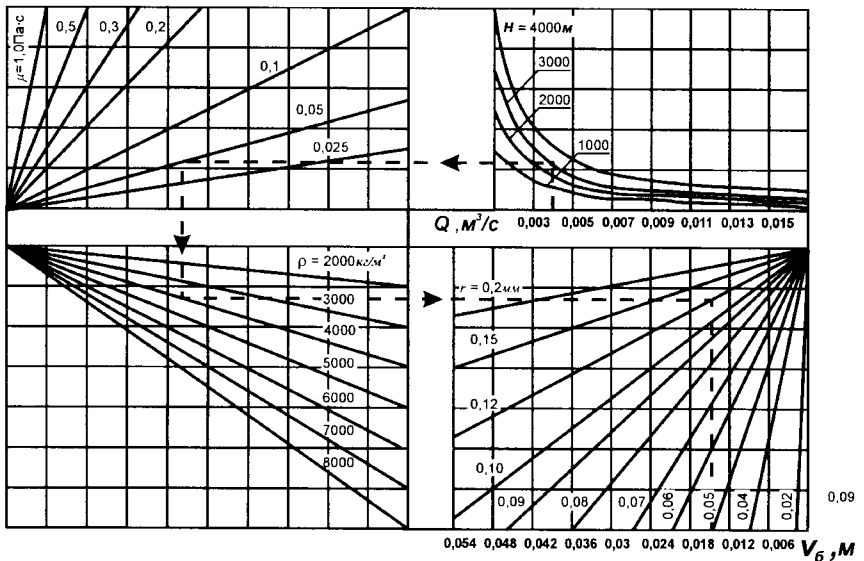


Рис. 5.1. Номограмма для расчета необходимого объема буферной жидкости при закачке дисперсного магнитоактивного изолирующего раствора через 73-мм НКТ

Далее был проведен седиментационный анализ дисперсности полидисперсных систем магнитоактивных веществ, применяемых в технологических операциях по ограничению водопритоков и азотнокислого карбамида, применяемого в технологических операциях по кислотному воздействию на призабойную зону скважин. Результаты этих исследований в виде дифференциальных кривых распределения частиц полидисперсных систем по радиусам приведены на рис.5.2 и рис.5.3. Как можно отметить, проанализировав результаты исследований, полидисперсные системы магнитоактивных веществ и нитрата карбамида, применяемые в технологических операциях, относятся к тонкодисперсным суспензиям [255].

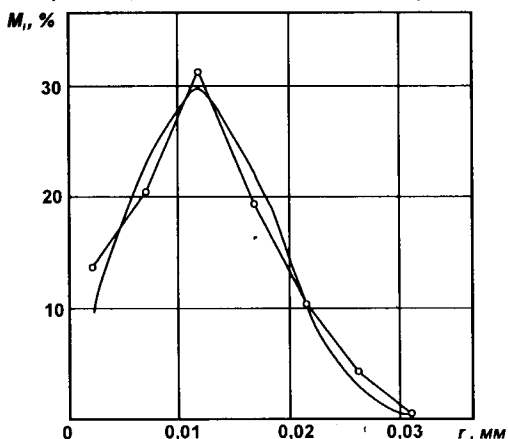


Рис. 5.2. Дифференциальная кривая распределения по радиусам полидисперсной системы магнитоактивных частиц

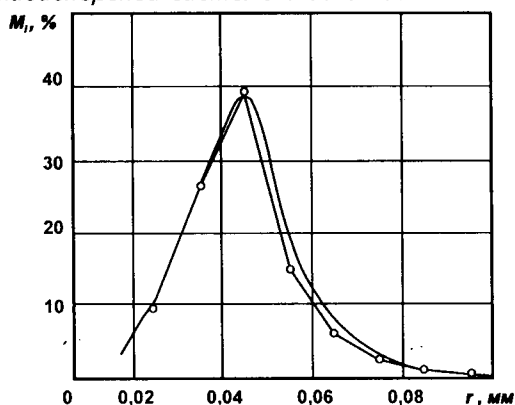


Рис. 5.3. Дифференциальная кривая распределения по радиусам полидисперсной системы частиц нитрата карбамида

При проведении технологических операций с использованием дисперсных систем необходимо знать их способность к седиментации, которая выражается через константу седиментации и для сферических частиц равна

$$S_{сед} = \frac{2r^2(\rho_o - \rho)}{9\mu}, \quad (5.19)$$

а также кинетическую седиментационную устойчивость (КСУ). Мерой кинетической седиментационной устойчивости является величина, обратная константе седиментации [255]:

$$КСУ = \frac{1}{S_{сед}} = \frac{9\mu}{2r^2(\rho_o - \rho)}. \quad (5.20)$$

За единицу константы седиментации принят сведберг ($C_6 = 10^{-13}$ с), а кинетическую седиментационную устойчивость дисперсных систем измеряют в обратных сведбергах (обр.сведберг = 10^{13} с⁻¹). Результаты исследований по определению седиментационной устойчивости дисперсных систем на основе магнитоактивных веществ и азотнокислого карбамида приведены в таблице 5.1 и на рис.5.4.

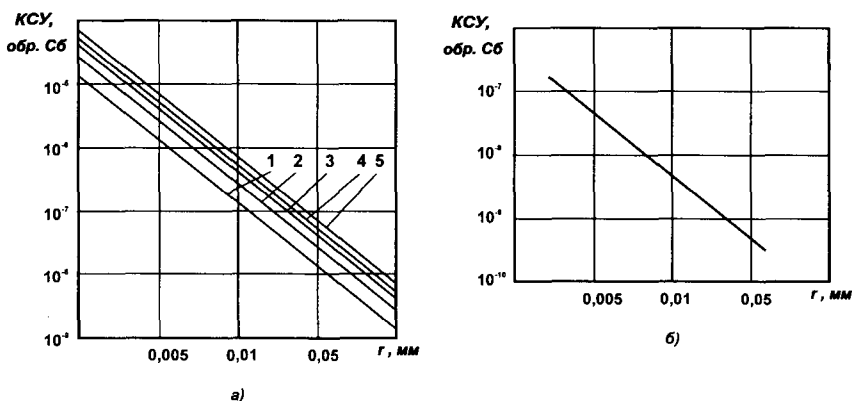


Рис. 5.4. Зависимость изменения кинетической седиментационной устойчивости дисперсных систем на основе магнитоактивных веществ (а) и нитрата карбамида (б) от радиуса частиц и динамической вязкости дисперсионной среды соответственно:

- а) 1 - 0,1 мПа·с; 2 - 0,2 мПа·с; 3 - 0,3 мПа·с; 4 - 0,4 мПа·с; 5 - 0,5 мПа·с;
 б) 0,001 мПа·с

Как можно видеть из приведенных результатов исследований дисперсные системы на основе магнитоактивных веществ и нитрата карбамида обладают достаточной седиментационной устойчивостью. Поэтому их применение в технологических процессах при проведении промышленных работ с точки зрения седиментационной устойчивости не вызывает опасений.

Таблица 5.1.

**СКОРОСТЬ СЕДИМЕНТАЦИИ СФЕРИЧЕСКИХ ЧАСТИЦ
МАГНИТОАКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ И НИТРАТА КАРБАМИДА**

Вязкость дисперсионной среды, мПа·с	Радиус частиц, мкм	Константа седиментации, СБ	Скорость седиментации, м/с	Время оседания частицы на 1 м
Магнитоактивные частицы				
100,0	10^{-4}	$7,0 \cdot 10^8$	$6,86 \cdot 10^{-4}$	24,3 минут
	10^{-5}	$7,0 \cdot 10^6$	$6,86 \cdot 10^{-6}$	40,5 часов
	10^{-6}	$7,0 \cdot 10^4$	$6,86 \cdot 10^{-8}$	168,3 суток
200,0	10^{-4}	$3,5 \cdot 10^8$	$3,43 \cdot 10^{-4}$	48,6 минут
	10^{-5}	$3,5 \cdot 10^6$	$3,43 \cdot 10^{-6}$	81,0 часов
	10^{-6}	$3,5 \cdot 10^4$	$3,43 \cdot 10^{-8}$	337,4 суток
300,0	10^{-4}	$2,3 \cdot 10^8$	$2,29 \cdot 10^{-4}$	72,9 минут
	10^{-5}	$2,3 \cdot 10^6$	$2,29 \cdot 10^{-6}$	121,5 часов
	10^{-6}	$2,3 \cdot 10^4$	$2,29 \cdot 10^{-8}$	506,2 суток
400,0	10^{-4}	$1,7 \cdot 10^8$	$1,72 \cdot 10^{-4}$	97,2 минут
	10^{-5}	$1,7 \cdot 10^6$	$1,72 \cdot 10^{-6}$	162,0 часов
	10^{-6}	$1,7 \cdot 10^4$	$1,72 \cdot 10^{-8}$	674,9 суток
500,0	10^{-4}	$1,4 \cdot 10^8$	$1,37 \cdot 10^{-4}$	121,5 минут
	10^{-5}	$1,4 \cdot 10^6$	$1,37 \cdot 10^{-6}$	202,5 часов
	10^{-6}	$1,4 \cdot 10^4$	$1,37 \cdot 10^{-8}$	843,6 суток
Частицы нитрата карбамида				
0,7	$8,0 \cdot 10^{-6}$	$2,0 \cdot 10^8$	$1,99 \cdot 10^{-4}$	1,4 часа
	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$4,6 \cdot 10^8$	$4,48 \cdot 10^{-4}$	37,2 минут
	$1,7 \cdot 10^{-6}$	$9,2 \cdot 10^8$	$8,99 \cdot 10^{-4}$	18,5 минут
1,0	$8,0 \cdot 10^{-6}$	$1,4 \cdot 10^8$	$1,39 \cdot 10^{-4}$	2,0 часа
	$1,2 \cdot 10^{-5}$	$3,2 \cdot 10^8$	$3,14 \cdot 10^{-4}$	53,1 минут
	$1,7 \cdot 10^{-6}$	$6,4 \cdot 10^8$	$6,29 \cdot 10^{-4}$	26,5 минут
2,0	$8,0 \cdot 10^{-6}$	$7,1 \cdot 10^7$	$6,97 \cdot 10^{-5}$	4,0 часа
	$1,7 \cdot 10^{-6}$	$3,2 \cdot 10^8$	$3,15 \cdot 10^{-4}$	53,0 минут
3,0	$8,0 \cdot 10^{-6}$	$4,7 \cdot 10^7$	$4,65 \cdot 10^{-5}$	6,0 часа
	$1,7 \cdot 10^{-6}$	$2,1 \cdot 10^8$	$2,10 \cdot 10^{-4}$	1,3 часа
5,0	$8,0 \cdot 10^{-6}$	$2,8 \cdot 10^7$	$2,79 \cdot 10^{-5}$	10,0 часа
	$1,7 \cdot 10^{-6}$	$1,3 \cdot 10^8$	$1,26 \cdot 10^{-4}$	2,2 часа

5.2. Фильтрация дисперсных систем в пористой среде.

В настоящее время все более широкое применение для повышения производительности скважин находят дисперсные системы [5, 194, 197, 203, 251, 256]. Это дисперсные изолирующие системы на основе магнитоактивных веществ [197, 251, 256], изолирующие композиции для ограничения водопритокков, в которых используются в качестве дисперсной фазы различные наполнители [5, 194, 256] и, наконец, применяемые для обработок призабойной зоны дисперсные системы нитрата карбамида [205-207].

Успешное проведение кислотных обработок и работ по ограничению притока воды в добывающие скважины путем применения дисперсных систем немыслим без проработки вопросов, связанных с изучением фильтрационных свойств последних в пористой среде призабойной зоны продуктивного пласта. В свою очередь, эффективность проводимых операций по повышению производительности скважин находится в прямой зависимости от глубины проникновения дисперсной фазы в поровое пространство призабойной зоны [251]. Определению глубины проникновения дисперсной фазы в поровое пространство призабойной зоны продуктивного пласта уделяли внимание многие исследователи [256-258]. Однако, полученные в результате этих исследований формулы либо не учитывают дисперсность растворов (радиус дисперсных частиц), либо они требуют для своего решения громоздких вычислений, что, естественно, не позволяет широко их использовать в практической промышленной работе.

Поэтому настоящие исследования посвящены выводу формулы для определения глубины проникновения дисперсного раствора в призабойную зону продуктивного пласта с учетом его дисперсности.

Как известно, гидротранспортирование дисперсных частиц по горизонтали характеризуется двумя скоростями: скоростью трогания $v_{тр}$ и критической $v_{кр}$ [259]. Исходя из того, что все дисперсные частицы раствора, нагнетаемого в призабойную зону продуктивного пласта, находятся во взвешенном состоянии, вывод формулы по определению глубины проникновения дисперсных частиц в поровое пространство базировался на критической скорости их транспортирования.

Критическую скорость $v_{кр}$ можно определить из условия предельного равновесия частицы при взвешивании ее горизонтальным потоком:

$$6\pi\mu r v_{кр} = \frac{4}{3}\pi r^3 g(\rho_o - \rho), \quad (5.21)$$

где μ - динамическая вязкость дисперсионной среды, Па·с; r - радиус частицы дисперсной фазы, м; g - ускорение свободного падения, м/с²; ρ_o - плотность частицы, кг/м³; ρ - плотность дисперсионной среды, кг/м³.

Решая уравнение (5.21) относительно $v_{кр}$, получим:

$$v_{кр} = \frac{2}{9} \frac{r^2 g(\rho_o - \rho)}{\mu}, \quad (5.22)$$

В свою очередь линейная скорость движения дисперсной изоляционной системы в пористой среде призабойной зоны продуктивного пласта при плоскорадиальном фильтрационном потоке v_a можно определить по следующей формуле [260]:

$$v_a = \frac{k}{m\mu} \frac{P_c - P_k}{\ln(R_k/R_c)} \cdot \frac{1}{R}, \quad (5.23)$$

где k - проницаемость, м²; m - пористость; P_c - давление на забое скважины, Па; P_k - пластовое давление, Па; R_c - радиус скважины, м; R_k - радиус контура, м; R - глубина проникновения дисперсных частиц, м.

Депрессию на пласт $P_c - P_k$ при нагнетании дисперсной изоляционной системы можно определить по формуле Дюпюи [260]:

$$P_c - P_x = \frac{Q\mu \ln(R_x/R_c)}{2\pi kh} , \quad (5.24)$$

где Q - объемный расход дисперсной системы, m^3/c ; h - интервал воздействия, m .

Приравнявая правые части уравнений (5.22) и (5.23) и заменив значение депрессии в уравнении (5.23) на его значение из формулы Дюпюи (5.24), получим формулу для определения глубины проникновения частиц дисперсных систем в поровое пространство призабойной зоны продуктивного пласта:

$$R = 2,25 \frac{Q\mu r^{-2}}{\pi m g h (\rho_o - \rho)} . \quad (5.25)$$

Используя формулу (5.25), производят расчет минимального удельного расхода (Q/h) дисперсной изоляционной системы, при котором достигается необходимая глубина проникновения дисперсных частиц по поровым каналам призабойной зоны продуктивного пласта. Результаты вычислений приведены на рис. 5.5 в виде номограммы для расчета необходимого удельного расхода дисперсной изоляционной системы при ее нагнетании в призабойную зону продуктивного пласта с учетом глубины проникновения дисперсных частиц в поровое пространство. Она упрощает расчеты по формуле (5.25) и позволяет широко ее использовать в промысловой практике.

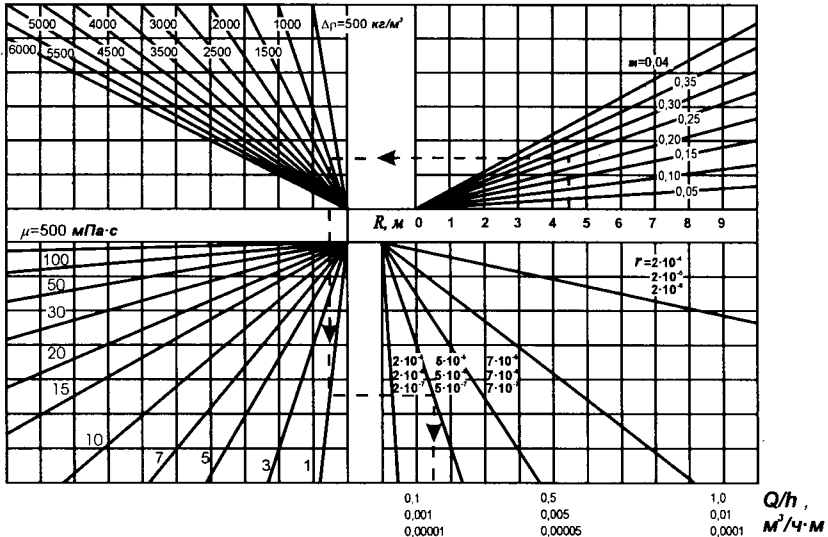


Рис. 5.5. Номограмма для расчета удельного расхода дисперсной изолирующей системы при ее нагнетании в призабойную зону продуктивного пласта

Таким образом, проведенные исследования позволили получить простой метод определения глубины проникновения частиц дисперсной изоляционной системы в пласт и рассчитать минимальный расход агрегатов для достижения необходимой глубины проникновения частиц дисперсной фазы в призабойную зону продуктивного пласта.

5.3. Нагнетание псевдопластичной жидкости в пористую среду.

Большой интерес в практике нефтепромысловых работ по интенсификации добычи нефти и газа вызывает возможность определения параметров нагнетания воздействующих агентов в пласт. В качестве нагнетаемых жидкостей для воздействия на призабойную зону продуктивных пластов в настоящее время все более широкое распространение получили различного рода дисперсные системы, дисперсионной средой которых являются растворы полимеров (например, полиакриламид).

Разработанные и опробованные в промысловых условиях магнитоактивные дисперсные системы для изоляции и ограничения водопритоков, как показали проведенные исследования [196, 197], проявляют свойства аномальных или неньютоновских жидкостей (псевдопластиков), когда реологическая модель соответствует степенному закону [261-264]. Вывод расчетных формул для определения гидродинамических параметров нагнетания неньютоновской жидкости в поровый коллектор без учета инерционных сил базировался на трубчатой модели, правомерность чего вытекает из [265].

Как известно, расход q аномальной жидкости через капилляр радиусом r определяется выражением [263]

$$q = \pi \left(\frac{1}{2K} \right)^{1/n} \frac{r^{3+1/n}}{3+1/n} \left(\frac{dP}{dL} \right)^{1/n}, \quad (5.26)$$

где: K - коэффициент, зависящий от консистенции системы, Па·с;
 n - показатель степени; dP/dL - градиент давления, Па/м.

При поперечном сечении F и пористости m число капилляров N согласно [240] составляет

$$N = \frac{Fm}{\pi r^2}. \quad (5.27)$$

Расход Q через все поперечное сечение будет

$$Q = Nq, \quad (5.28)$$

а скорость фильтрации

$$W = Q/F. \quad (5.29)$$

Учитывая, что согласно [240] проницаемость пористой среды

$$k = \frac{mr^2}{8}, \quad (5.30)$$

формула для определения скорости фильтрации в случае плоско-

радиального потока аномальной жидкости через пласт мощностью h примет вид

$$W = \frac{Q}{2\pi rh} = \frac{m}{3+1/n} \left(\frac{8k}{m}\right)^{\frac{1+1/n}{2}} \left(\frac{1}{2K}\right)^{1/n} \left(\frac{dP}{dR}\right)^{1/n}. \quad (5.31)$$

Разделяя переменные и интегрируя, задаваясь граничными условиями, когда $P=P_c$ при $R=R_c$ и $P=P_{nn}$ при $R=R_v$, получаем окончательное выражение для определения расхода аномальной жидкости при ее нагнетании в призабойную зону продуктивного пласта

$$Q = \frac{2\pi hm}{3+1/n} \left(\frac{8k}{m}\right)^{\frac{1+1/n}{2}} \left(\frac{1}{2K}\right)^{1/n} \frac{1}{R} \left[\frac{(P_c - P_{nn})(1-n)}{R_v^{1-n} - R_c^{1-n}} \right]^{1/n}. \quad (5.32)$$

Нетрудно убедиться в том, что при $n=1$ и $K=\mu$ формула (5.32) сводится к формуле для вязкой жидкости

$$Q = \frac{2\pi hk(P_c - P_{nn})}{\mu ln(R_v/R_c)}. \quad (5.33)$$

Учитывая, что $F=2\pi Rh$ из выражений (5.29) и (5.32), найдем скорость фильтрации

$$W = \frac{m}{3+1/n} \left(\frac{8k}{m}\right)^{\frac{1+1/n}{2}} \left(\frac{1}{2K}\right)^{1/n} \left[\frac{(P_c - P_{nn})(1-n)}{R_v^{1-n} - R_c^{1-n}} \right]^{1/n}. \quad (5.34)$$

Так как скорость фильтрации можно определить из следующего соотношения [260]

$$W = m \frac{dR}{dt}, \quad (5.35)$$

то подставив сюда значение скорости фильтрации W из (5.34) и интегрируя в пределах от 0 до t и от R_c до R_v , получим формулу для определения времени нагнетания аномальной жидкости в призабойную зону продуктивного пласта:

$$t = (3+1/n) (R_v^2 - R_c^2) \left(\frac{m}{8k}\right)^{\frac{1+1/n}{2}} \left[\frac{2K(R_v^{1-n} - R_c^{1-n})}{(P_c - P_{nn})(1-n)} \right]^{1/n}. \quad (5.36)$$

Пренебрегая силами трения, возникающими в насосно-компрессорных трубах при нагнетании аномальной жидкости в пласт, и учитывая, что радиус внешнего контура нагнетаемой жидкости R_v можно определить из выражения

$$R_v = \sqrt{\frac{V}{\pi mh} + R_c^2} \quad (5.37)$$

(V - объем жидкости, нагнетаемой в пласт, m^3), получим формулу для определения давления нагнетания P_n

$$P_n = P_{nn} - \rho g H - \frac{2K}{1-n} (R_v^{1-n} - R_c^{1-n}) \left[\frac{Q}{2\pi h m} (3 + 1/n) \right]^n \left(\frac{m}{8k} \right)^{1+n}, \quad (5.38)$$

где H - глубина залегания продуктивного пласта, m .

На основе полученных формул разработана программа (для персонального компьютера) определения гидродинамических параметров нагнетания аномальных жидкостей в продуктивные пласты при проведении операций по интенсификации добычи нефти и газа.

5.4. Нагнетание псевдопластичной жидкости в трещинную и трещинно-пористую среду.

Рассмотрим вначале движение аномальной жидкости по призматической трещине прямоугольного сечения шириной a и высотой (раскрытостью) b , для чего запишем степенной закон в виде

$$\tau = K \left(\frac{dv}{dy} \right)^n, \quad (5.39)$$

где v - скорость движения аномальной жидкости в трещине, m/c ;
 y - расстояние от оси трещины до текущей точки, m .

Из условия равновесия прямоугольного слоя

$$\tau(2a + 2y)dl = 2ay dP. \quad (5.40)$$

и имея в виду, что $a \gg y$

$$\tau = y \frac{dP}{dl}. \quad (5.41)$$

Тогда учитывая (5.39) и (5.41) получим

$$-\frac{dv}{dy} = \left(\frac{1}{K} \right)^{1/n} \left(\frac{dP}{dl} \right)^{1/n} y^{1/n}. \quad (5.42)$$

Разделяя переменные и учитывая, что при $y=b/2$ $v=0$, найдем распределение скоростей

$$v = \left(\frac{1}{K} \right)^{1/n} \left(\frac{dP}{dl} \right)^{1/n} \frac{1}{1+1/n} \left[\left(\frac{b}{2} \right)^{1+1/n} - y^{1+1/n} \right]. \quad (5.43)$$

Как можно убедиться при $n=1$ ($K=\mu$) и $b=2z$

$$v = \frac{1}{2\mu} (z^2 - y^2) \frac{dP}{dl}. \quad (5.44)$$

что соответствует формуле, приведенной в [266].

Расход аномальной жидкости через трещину найдем из выражения

$$q = \left(\frac{1}{K} \right)^{1/n} \frac{ab^{2+1/n}}{2(2+1/n)} \left(\frac{dP}{dl} \right)^{1/n}. \quad (5.45)$$

Нетрудно заметить, что при $n=1$ и $K=\mu$, выражение (5.45) совпадает с формулой Буссинеска [228], то есть

$$q = \frac{ab^3}{12\mu} \frac{dP}{dl} . \quad (5.46)$$

При поперечном сечении F и пористости m_{mp} число трещин N_{mp} составляет

$$N_{mp} = \frac{Fm_{mp}}{ab} . \quad (5.47)$$

Расход Q через все поперечное сечение будет

$$Q = N_{mp} q , \quad (5.48)$$

а скорость фильтрации

$$W = Q/F . \quad (5.49)$$

Учитывая, что согласно [260] проницаемость трещинной среды

$$k_{mp} = \frac{m_{mp}b^2}{12} , \quad (5.50)$$

формула для определения скорости фильтрации в случае плоско-радиального потока аномальной жидкости через пласт мощностью h примет вид

$$W = \frac{Q}{2\pi rh} = \frac{m_{mp}}{2(2+1/n)} \left(\frac{12k_{mp}}{m_{mp}} \right)^{1+1/n} \left(\frac{1}{2K} \right)^{1/n} \left(\frac{dP}{dR} \right)^{1/n} . \quad (5.51)$$

Разделяя переменные и интегрируя задаваясь граничными условиями когда $P=P_c$ при $R=R_c$ и $P=P_{nl}$ при $R=R_v$, получаем окончательное выражение для определения расхода аномальной жидкости при ее нагнетании в призабойную зону продуктивного пласта без учета инерционных сил

$$Q = \frac{\pi h m_{mp}}{2+1/n} \left(\frac{12k_{mp}}{m_{mp}} \right)^{1+1/n} \left(\frac{1}{2K} \right)^{1/n} \left[\frac{(P_c - P_{nl})(1-n)}{R_v^{1-n} - R_c^{1-n}} \right]^{1/n} . \quad (5.52)$$

Нетрудно убедиться в том, что при $n=1$ и $K=\mu$ формула (5.52) сводится к формуле для вязкой жидкости

$$Q = \frac{2\pi h k (P_c - P_{nl})}{\mu \ln(R_v/R_c)} . \quad (5.53)$$

Учитывая, что $F=2\pi Rh$ из выражений (5.49) и (5.52), найдем скорость фильтрации

$$W = \frac{m_{mp}}{2(2+1/n)} \left(\frac{12k_{mp}}{m_{mp}} \right)^{1+1/n} \left(\frac{1}{2K} \right)^{1/n} \frac{1}{R} \left[\frac{(P_c - P_{nl})(1-n)}{R_v^{1-n} - R_c^{1-n}} \right]^{1/n} . \quad (5.54)$$

Так как скорость фильтрации можно определить из следующего соотношения [260]

$$W = m_{mp} \frac{dR}{dt}, \quad (5.55)$$

то подставив сюда значение скорости фильтрации W из (5.54) и интегрируя в пределах от 0 до t и от R_c до R_v , получим формулу для определения времени нагнетания аномальной жидкости в призабойную зону продуктивного пласта:

$$t = 2(2 + 1/n) \left(R_v^2 - R_c^2 \right) \left(\frac{m_{mp}}{12k_{mp}} \right)^{1+1/n} \left[\frac{2K(R_v^{1-n} - R_c^{1-n})}{(P_c - P_{nl})(1-n)} \right]^{1/n}. \quad (5.56)$$

Пренебрегая силами трения, возникающими в насосно-компрессорных трубах при нагнетании аномальной жидкости в пласт, и учитывая, что радиус внешнего контура нагнетаемой жидкости R_v можно определить из выражения

$$R_v = \sqrt{\frac{V}{\pi m_{mp} h} + R_c^2} \quad (5.57)$$

(V - объем жидкости, нагнетаемой в пласт, m^3), получим формулу для определения давления нагнетания P_n

$$P_n = P_{nl} - \rho g H - \frac{2K}{1-n} \left(R_v^{1-n} - R_c^{1-n} \right) \left[\frac{Q}{\pi h m_{mp}} (2 + 1/n) \right]^n \left(\frac{m_{mp}}{12k_{mp}} \right)^{\frac{1+n}{2}}, \quad (5.58)$$

где H - глубина залегания продуктивного пласта, m .

На основе полученных формул разработана программа (для персонального компьютера) определения гидродинамических параметров нагнетания аномальных жидкостей в продуктивные пласты при проведении операций по интенсификации добычи нефти и газа.

5.5. Определение устойчивости вязкопластичной жидкости в пористой среде.

При решении задач, связанных с проведением технологических операций по изоляции и ограничению водопритоков в добывающие скважины, возникает вопрос об устойчивости создаваемого водоизоляционного экрана. Ранее проведенные исследования позволили установить, что изолирующие магнитоактивные дисперсные системы при воздействии на них постоянным магнитным полем приобретают свойства вязкопластичной жидкости [196, 203, 207, 247, 248, 251]. Исходя из этого, далее попытаемся определить размеры водоизоляционного экрана и необходимый объем изолирующего раствора для создания эффективного барьера, препятствующего проникновению воды в скважину.

Объем изолирующего раствора, необходимого для создания водоизоляционного экрана в призабойной зоне пласта, можно найти по формуле [247, 251]:

$$V = \frac{(R_v^2 - R_c^2) \gamma m h}{C}, \quad (5.59)$$

где R_v - радиус проникновения в пласт изолирующего раствора, м; R_c - радиус скважины, м; m - пористость, доли ед.; h - толщина изолируемого интервала, м; C - концентрация магнитоактивных веществ в изолирующем растворе, доли ед.

Удельный расход изолирующего раствора на один погонный метр изолируемого интервала составит

$$V_{уд.} = V/h. \quad (5.60)$$

Давление, которому может противодействовать изоляционная структура, находим по формуле:

$$P_v = P_c + (R_v - R_c) \cdot gradP, \quad (5.61)$$

где $gradP$ - градиент давления, Па·м; P_c - давление на забое скважины, Па.

Предельный градиент давления, необходимый для разрушения изоляционной структуры, находят по упрощенной формуле Букингама [249, 250, 264, 266, 267]:

$$gradP = \frac{\tau_o}{3} \sqrt{\frac{8m}{k}}, \quad (5.62)$$

где τ_o - предельное напряжение сдвига, Па.

Предельное напряжение сдвига магнитоактивной структуры при воздействии постоянного магнитным полем определяют из эмпирического уравнения [247, 251]:

$$\tau_o = 1,01 \cdot 10^{-5} \cdot exp(5 \cdot 10^{-5} H_m), \quad (5.63)$$

где H_m - напряженность магнитного поля, А/м.

Подставляя правую части формулы (5.62) в уравнение (5.61) и заменяя τ_o его значением из уравнения (5.63), получаем окончательное уравнение для определения давления, которому может противодействовать изоляционная структура, полученная путем воздействия магнитного поля на магнитоактивный изолирующий раствор:

$$P_v = P_c + (R_v - R_c) \frac{1,01 \cdot 10^{-5} exp(5 \cdot 10^{-5} H_m)}{3} \sqrt{\frac{8m}{k}}. \quad (5.64)$$

Распределение давления в пласте при установившейся фильтрации записывается в виде [121]

$$P_v = P_c + \frac{(R_{nn} - R_c)}{\ell n R_k / R_c} (\ell n R_v - \ell n R_c), \quad (5.65)$$

где P_{nn} - пластовое давление, Па; R_k - радиус контура, м.

Сопоставляя формулы (5.64) и (5.65), получаем уравнения, из

которых находим оптимальный радиус проникновения в пласт изолирующего раствора

$$F(R) = \frac{1,01 \cdot 10^{-5} \exp(5 \cdot 10^{-5} H_m)}{3} \sqrt{\frac{8m}{k}} \cdot (R_v - R_c) - \frac{(R_m - R_c)}{\ln R_c / R_c} (\ln R_v - \ln R_c) = 0. \quad (5.66)$$

Однако найти точное аналитическое решение уравнения вида $F(R) = 0$ не всегда возможно, поэтому нами для решения уравнения (5.64) был использован метод половинного деления [268]. Результаты вычислений в виде графиков зависимости перепада давления, которому противодействует изоляционная структура от проницаемости среды при различных удельных объемах закачки изолирующего раствора, значении $m/C=0,5$, соответствующем среднему значению интервала 0,2-0,8 и напряженности магнитного поля $H_m=20000$ А/м, приведены на рис.5.6.

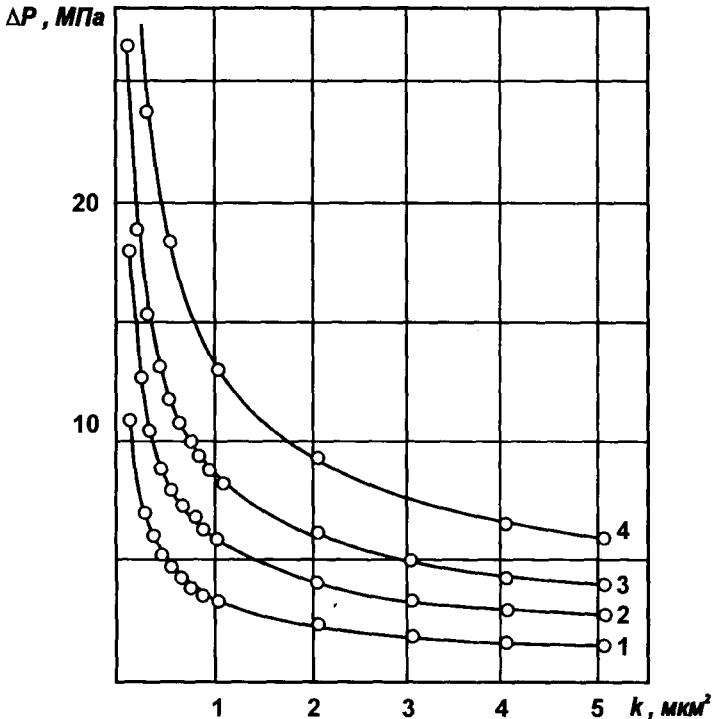


Рис. 5.6. Зависимость перепада давления противодействия изоляционной структуры от проницаемости пористой среды при $m/c = 0,5$ и напряженности магнитного поля $H_m=20000$ А/м:

1, 2, 3, 4 - удельный объем закачки изолирующего раствора, равный 0,2, 0,5, 1,0 и 2,0 $\text{m}^3/\text{м}$ соответственно

Анализ результатов показывает, что:

- при высоких значениях проницаемости среды (от 5,0 до 1,0 мкм^2) увеличение перепада давления противодействия изоляционной структуры, даже при увеличении удельного объема закачки от 0,2 до 2,0 $\text{м}^3/\text{м}$ незначительно и составляет 1,9 - 7,2 МПа ;

- при значениях проницаемости в интервале 1,0-0,1 мкм^2 увеличение перепада давления противодействия изоляционной структуры резко возрастает до 9,7 - 30,7 МПа .

Полученные результаты позволяют количественно оценить взаимосвязь различных параметров пластовой системы при проведении водоизоляционных работ, обосновать выбор скважин для их проведения и установить режимы работы скважин, исключающие возможность разрушения водоизоляционной структуры.

5.6. Определение устойчивости вязкопластичной жидкости в трещинной и трещинно-пористой среде.

Предельный градиент давления, необходимый для разрушения изоляционной структуры, можно определить по упрощенной формуле Букингама [267]

$$\text{grad}P = \frac{4}{3} \tau_o \sqrt{\frac{m_{mp}}{3k_{mp}}}, \quad (5.67)$$

где τ_o - предельное напряжение сдвига, Па .

Давление, которому может противодействовать изоляционная структура, находим по формуле:

$$P_v = P_c + (R_v - R_c) \cdot \text{grad}P, \quad (5.68)$$

Предельное напряжение сдвига магнитоактивной структуры при воздействии постоянным магнитным полем определяют из эмпирического уравнения [247, 251]:

$$\tau_o = 1,01 \cdot 10^{-5} \cdot \exp(5 \cdot 10^{-5} H_m). \quad (5.69)$$

Подставляя правую части формулы (5.67) в уравнение (5.68) и заменяя τ_o его значением из уравнения (5.69), получаем окончательное уравнение для определения давления, которому может противодействовать изоляционная структура, полученная путем воздействия магнитного поля на магнитоактивный изолирующий раствор:

$$P_v = P_c + (R_v - R_c) \frac{4,04 \cdot 10^{-5} \exp(5 \cdot 10^{-5} H_m)}{3} \sqrt{\frac{m_{mp}}{3k_{mp}}}. \quad (5.70)$$

Распределение давления в пласте при установившейся фильтрации записывается в виде [121]

$$P_v = P_c + \frac{(R_{nn} - R_c)}{\ln R_x / R_c} (\ln R_v - \ln R_c). \quad (5.71)$$

Сопоставляя формулы (5.70) и (5.71), получаем уравнения, из которых находим оптимальный радиус проникновения в пласт изолирующего раствора

$$F(R) = \frac{4,04 \cdot 10^{-5} \exp(5 \cdot 10^{-5} H_m)}{3} \sqrt{\frac{m_{mp}}{3k_{mp}} \cdot (R_v - R_c)} - \frac{(R_m - R_c)}{\ln R_v / R_c} (\ln R_v - \ln R_c) = 0. \quad (5.72)$$

Результаты вычислений по предложенной формуле, проведенные на ПЭВМ, в виде графиков зависимости перепада давления, которому противодействует изоляционная структура от проницаемости среды при различных удельных объемах закачки изолирующего раствора, значении $m_{mp}/C=0,5$, соответствующем среднему значению интервала 0,2-0,8 и напряженности магнитного поля $H_m=20000$ А/м, приведены на рис. 5.7.

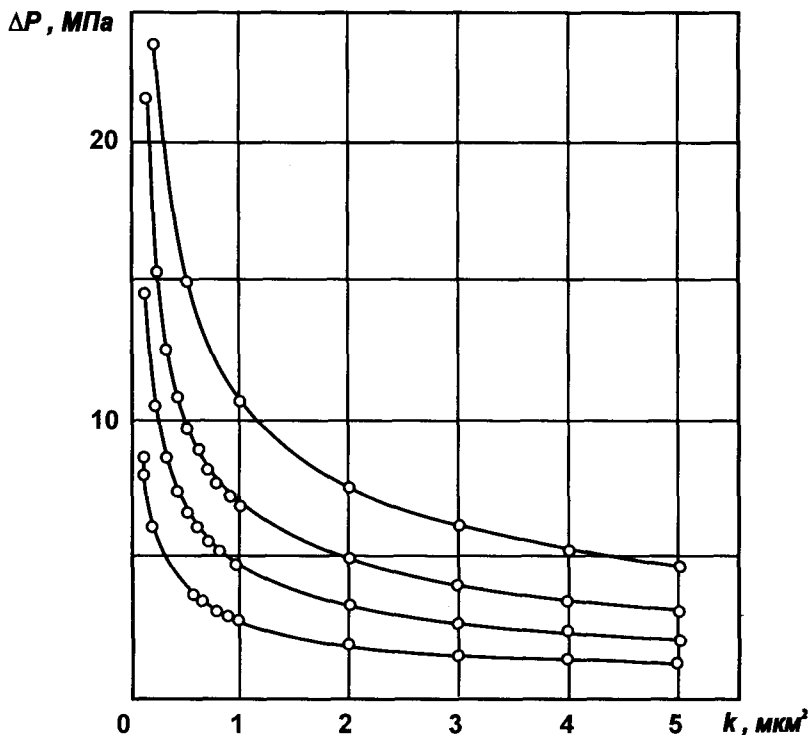


Рис. 5.7. Зависимость перепада давления противодействия изоляционной структуры от проницаемости трещинной и трещинно-пористой среды при $m/c = 0,5$ и напряженности магнитного поля $H_m=20000$ А/м:
1, 2, 3, 4 - удельный объем закачки изолирующего раствора, равный 0,2, 0,5, 1,0 и 2,0 м³/м соответственно

Анализ результатов показывает, что:

- при высоких значениях проницаемости среды (от 5,0 до 1,0 мкм^2) увеличение перепада давления противодействия изоляционной структуры, даже при увеличении удельного объема закачки от 0,2 до 2,0 $\text{м}^3/\text{м}$ незначительно и составляет 1,6-5,9 МПа ;

- при значениях проницаемости в интервале 1,0-0,1 мкм^2 увеличение перепада давления противодействия изоляционной структуры резко возрастает до 6,0-23,1 МПа .

Полученные результаты позволяют количественно оценить взаимосвязь различных параметров пластовой системы при проведении водоизоляционных работ в пласте с трещинным или трещинно-поровым коллектором, а также обосновать выбор объектов для их проведения и установить режимы работы скважин, исключающие возможность разрушения водоизоляционной структуры.

5.7. Методика определения локализации парафинистых отложений в призабойной зоне продуктивного пласта

Как указывалось ранее, в процессе разработки месторождений с высокопарафинистыми нефтями при определенных термодинамических условиях происходит формирование парафинистых отложений в призабойной зоне продуктивных пластов. Это, в свою очередь, приводит к закупорке поровых каналов коллекторов и снижению продуктивности добывающих скважин. В связи с тем, что продуктивные пласты Прикарпатских месторождений характеризуются значительными толщинами (десятки и сотни метров), определенный интерес представляет возможность выделения локализации парафинистых отложений в призабойной зоне продуктивных пластов, или, что одно и то же, изменения радиуса парафинизации по толщине продуктивного пласта. Это необходимо для того, чтобы выбрать наиболее рациональный метод депарафинизации призабойной зоны продуктивных пластов для восстановления производительности скважин, а также для установления оптимального режима ее работы с целью предотвращения формирования парафинистых отложений.

В работе [146], предложен способ определения радиуса снижения проницаемости призабойной зоны пласта вследствие формирования в ней парафинистых отложений. Используя логические построения из работы [146] и исходя из того, что радиус парафинизации зависит от термодинамических условий в призабойной зоне продуктивного пласта, физических и физико-химических свойств пластовых флюидов, формула для его расчета вытекает из следующих соображений.

Рассмотрим скважину радиусом r_c , вскрывшую продуктивный пласт. Вокруг скважины имеется зона снижения проницаемости призабойной зоны продуктивного пласта вследствие формирования в ней парафинистых отложений радиусом r . В процессе работы скважины на

границе зоны, ограниченной радиусом r , устанавливается давление P и температура T_n , соответствующая температуре начала выпадения парафинов из пластовой нефти (температура насыщения нефти парафином). Согласно эффекта Джоуля-Томсона [71], изменения температуры при фильтрации газонефтяного потока определяется выражением:

$$T_n = T_3 - \bar{\varepsilon}(P - P_3), \quad (5.73)$$

где $\bar{\varepsilon}$ - интегральный коэффициент Джоуля-Томсона для газонефтяного потока, $^{\circ}\text{C}/\text{МПа}$; T_n - температура насыщения пластовой нефти парафином, $^{\circ}\text{C}$; T_3 - температура на забое работающей скважины, $^{\circ}\text{C}$; P - давление на границе зоны, ограниченной радиусом r , МПа ; P_3 - давление на забое работающей скважины, МПа .

Температура насыщения нефти парафином, согласно работе [67] определяется выражением:

$$T_n = T_o - af + bP, \quad (5.74)$$

где T_o - температура насыщения дегазированной нефти парафином, $^{\circ}\text{C}$; f - газосодержание; a - эмпирический коэффициент, характеризующий состав системы, $^{\circ}\text{C}$; b - эмпирический коэффициент, характеризующий состояние системы $^{\circ}\text{C}/\text{МПа}$.

На основании физических свойств пластовых нефтей [269] газосодержание взаимосвязано с давлением следующим соотношением:

$$f = cP + d, \quad (5.75)$$

где c - эмпирический коэффициент, характеризующий состояние системы, $1/\text{МПа}$; d - эмпирический коэффициент, характеризующий состав системы.

Совместным решением (5.73), (5.74) и (5.75) находим давление на границе зоны, ограниченной радиусом r :

$$P = \frac{T_o - T_3 + \bar{\varepsilon}P_3 - ad}{\bar{\varepsilon} + ac - b}. \quad (5.76)$$

По методике [121, 270] для заданных значений P , P_3 и P_{nl} находим функции Христиановича H , H_3 и H_{nl} с последующим определением радиуса парафинизации:

$$r = r_c \left(\frac{r_k}{r_c} \right)^{\frac{H - H_3}{H_{nl} - H_3}}. \quad (5.77)$$

Для определения локализации парафинистых отложений в призабойной зоне продуктивного пласта, на скважине 25 Луквинского месторождения были проведены гидродинамические и термометрические исследования, а в лабораторных условиях, по отобраным в процессе исследований глубинным пробам, определены физические и физико-химические параметры пластовой нефти.

Затем по формулам (5.76) и (5.77) на ПЭВМ были проведены расчеты величины радиуса парафинизации призабойной зоны с учетом изменения давления и температуры в работающей скважине по толщине продуктивного пласта.

За исходные данные были приняты следующие величины: $r_c=0,073$ м; $r_k=250$ м; $\alpha=0,091$ °C; $b=0,224$ °C/МПа; $c=7,82$ 1/МПа; $d=8,023$; $\varepsilon=0,363$ °C/МПа; $T_o=40,0$ °C.

Результаты расчетов в виде графика зависимости изменения радиуса парафинизации по толщине продуктивного пласта приведены на рис. 5.8.



Рис. 5.8. Зависимость изменения радиуса парафинизации по толщине продуктивного пласта

Анализируя полученные данные, можно сделать следующие выводы о том, что:

- парафинизация охватывает не обязательно всю толщину продуктивного пласта, а может локализоваться лишь в верхней его части;
- радиус парафинизации имеет сложный характер изменения по толщине продуктивного пласта.

Поэтому при проектировании мероприятий по депарафинизации призабойной зоны необходимо учитывать не только физико-химические свойства и состав парафинистых отложений, но и их локализацию по толщине продуктивного пласта.

Приведенный пример позволяет объяснить тот факт, что скважины, продуцирующие высокопарафинистую нефть и в призабойной зоне которых формируются парафинистые отложения, продолжают давать продукцию,

хотя их продуктивность, в той или иной мере, снижается. По-видимому, как явствует из вышеизложенных расчетов, причиной этого явления есть локализация парафинистых отложений лишь в верхней части призабойной зоны продуктивного пласта и фильтрации пластовой нефти, в дальнейшем, происходит ниже интервала локализации парафинистых отложений.

Практическая ценность возможности определения радиуса парафинизации заключается в том, что позволяет с достаточной для промысловых условий точностью рассчитать объем растворителя, необходимого для удаления парафинистых отложений из призабойной зоны.

Учитывая то, что парафинизация может охватывать не обязательно всю толщину продуктивного пласта, а локализоваться лишь в верхней его части, для повышения эффективности депарафинизации в объеме призабойной зоны продуктивного пласта и снижения затрат на ее проведение, депарафинизацию необходимо проводить по предварительно отпакерованной толщине продуктивного пласта, выше нижней границы локализации парафинистых отложений.

Определенный интерес в практике промысловой добычи нефти может представлять возможность определения оптимального значения забойного давления, при котором еще невозможно формирование парафинистых отложений в призабойной зоне продуктивного пласта. В работах [143-145] предложен способ предупреждения выпадения парафина в пористой среде, основанный на ограничении снижения давления на забое эксплуатационной скважины до величины, определяемой по фазовой диаграмме с учетом изменения температуры в призабойной зоне продуктивного пласта. Он основан на математической взаимосвязи действия различных факторов на процесс формирования парафинистых отложений. Вывод этой взаимосвязи вытекает из следующих соображений. Анализируя выражение для определения радиуса парафинизации (5.77) можно заметить, что радиус парафинизации будет равен радиусу скважины в случае, когда показатель степени равен нулю. Приравнявая показатель степени в выражении (5.77) к нулю, получаем выражение для определения забойного давления, при котором еще не возможно формирование парафинистых отложений в призабойной зоне продуктивного пласта:

$$P_3 = \frac{T_0 - T_3 + \varepsilon P_3 - ad}{\varepsilon + ac - b} . \quad (5.78)$$

Таким образом, для определения забойного давления, при котором формирование парафинистых отложений в пористой среде призабойной зоны продуктивных пластов не происходит, необходимо провести термометрические и гидродинамические исследования по толщине продуктивного пласта, отобрать глубинную пробу нефти с последующим определением физических и физико-химических параметров пластовой нефти, а искомое забойное давление определить из выражения (5.78).

5.8. Интегральный метод определения параметров пласта по кривым восстановления давления в остановленной скважине с учетом приток

Немгновенное прекращение притока жидкости к забое остановленной на устье скважины существенно влияет на процесс восстановления давления на забое, что, в свою очередь, приводит к искажению формы кривых восстановления забойного давления. Это усложняет интерпретацию результатов исследований, поскольку для получения прямолинейного участка графика $\Delta P_g - \ln t$ в условиях продолжающегося притока необходимо значительно больше времени, нежели при мгновенном закрытии скважины на забое. Кроме того, нет полной уверенности, что за асимптоту не будет по ошибке принят участок восстановленного давления с небольшой кривизной.

Во избежание этого, Э.Б.Чекалюком был предложен интегральный метод обработки кривых восстановления забойного давления [270, 271]. Этот метод базируется на определении интеграла Дюамеля

$$D(t) = \int_0^{\tau=t} \Delta P_g(t-\tau) dG(\tau) \quad (5.79)$$

методом графического дифференцирования кривой восстановления забойного давления в координатах $\Delta P_g(t-\tau) = f[G(\tau)]$, где каждому значению абсциссы $G(\tau)$ отвечает ордината $\Delta P_g(t-\tau)$. Необходимо отметить, что в формуле (5.79) переменной величиной есть не время наблюдения t , а параметр τ , значение которого изменяется в интервале от нуля до t . Здесь $G(t)$ - функция притока из радиального неограниченного пласта в скважину ограниченного радиуса r_c

$$G(t) = \frac{4\pi kh}{\mu} \cdot \frac{t}{\ln \frac{\chi}{r_{np}^2} \cdot t}, \quad (5.80)$$

где μ - динамическая вязкость пластового флюида, Па·с; k - проницаемость пласта, м²; h - толщина пласта, м; χ - пьезопроводность пласта, м²/с; r_{np} - приведенный радиус скважины, м.

Значение функции $G(t)$ можно определить по специальным палеткам или с помощью формулы [270, 271]

$$G(\bar{t}) = \frac{2}{\pi} [Ei(2y) - Ei(y) - \ln 2]. \quad (5.81)$$

где $G(\bar{t})$ - функция приток в безразмерных единицах, а

$$y = \ln(1 + \sqrt{\pi \bar{t}}), \quad \bar{t} = \frac{\chi}{r_{np}^2} t$$

Для перевода безразмерной величины функции $G(\bar{t})$ в размерную ее умножают на параметр $V_0\beta^*$, где $V_0 = \pi r_{np}^2 h$ - объем продуктивной части ствола скважины, m^3 ; β^* - упругоёмкость пласта, $Па^{-1}$.

Основной формулой для определения параметров пласта есть

$$\frac{D(\bar{t}) \cdot \ln \bar{t}}{m_t [Q_0 t - V(t)]} = \frac{\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{\chi}{r_{np}^2} + \ln t \right), \quad (5.82)$$

где $t = m_t \bar{t}$ - безразмерное время; m_t - масштаб времени, c^{-1} .

Однако предложенный метод требует проведения довольно большого объема вычислений и графических построений. Поэтому А.П.Канюга [272-274] предложил определять интеграл Дюамеля при помощи универсальной палетки. Палетка представляет собой функциональную взаимосвязь между формами кривых восстановления забойного давления $\Delta P_o(t)$ и интегралом Дюамеля $D(t)$, а также их значений при условии мгновенного восстановления забойного давления. Она строится в координатах $\varphi(P_o)$ и $\alpha(D)$, аналитическое выражение которых имеет вид:

$$\varphi(P_o) = \frac{\int_0^t \Delta P_o(\tau) d\tau}{\Delta P_o(t) \cdot t} \quad (5.83)$$

и

$$\alpha(D) = \frac{\int_0^t \Delta P_o(t - \tau) dG(\tau)}{\Delta P_o(\tau) \cdot G(\tau)}. \quad (5.84)$$

Практически коэффициент $\varphi(P_o)$ определяют как отношения площади, которая находится между осью абсцисс и кривой восстановления давления, к площади, равной произведению давления восстановления на время восстановления.

В этой системе координат рассчитанные точки ложатся на прямую в соответствии с уравнением

$$\alpha(D) = 0,075 + 0,925 \cdot \varphi(P_o). \quad (5.85)$$

Расчетная формула этого метода для кривой восстановления давления с учетом приток после остановки скважины, которая работала длительное время на установившемся режиме, имеет вид

$$\frac{\Delta \bar{P}_o(t)}{Q_0 - V(t)/t} = \frac{t}{G(t)}, \quad (5.86)$$

где $\bar{P}_o(t)$ - усредненная депрессия, $Па$; Q_0 - дебит скважины перед остановкой, m^3/c ; $V(t)$ - накопленный объем жидкости в скважине, m^3 .

Усредненную депрессию и накопленный объем жидкости в скважине определяют при помощи формул

$$\bar{P}_e(t) = \alpha(D) \cdot \Delta P_e(t) \quad (5.87)$$

и

$$V(t) = [(f_n + f_3) \Delta P_e - f_n \Delta P_e - f_3 \Delta P_3] \cdot \frac{1}{g \rho_{nl}}, \quad (5.88)$$

где f_n - площадь поперечного сечения насосно-компрессорных труб, m^2 ; f_3 - площадь поперечного сечения затрубного (кольцевого) пространства, m^2 ; ΔP_e - депрессия забойного давления, $Па$; ΔP_e - депрессия буферного давления, $Па$; ΔP_3 - депрессия затрубного давления, $Па$; ρ_{nl} - плотность жидкости в пластовых условиях, $кг/м^3$; g - ускорение свободного падения, $м/с^2$.

При остановке газовой скважины суммарный приток определяется по формуле

$$V(t) = V_c \frac{T_{cm} \Delta P_c}{T_{сеп} z^* p_{am}}, \quad (5.89)$$

где $V(t)$ - накопленный объем газа в скважине, $м^3$; V_c - объем скважины, $м^3$; T_{cm} - стандартная температура, которая равняется $293 K$; $T_{сеп}$ - среднее значение температуры в стволе скважины, K ; ΔP_c - прирост среднего давления в стволе скважины, $Па$; p_{am} - атмосферное давление, $Па$; z^* - среднее значение коэффициента сверхсжимаемости газа.

Прирост среднего давления в стволе скважины ΔP_c определяют по формуле

$$\Delta P_c = \frac{\Delta P_e + \Delta P_3}{2}. \quad (5.90)$$

Окончательно расчетная формула для определения параметров принимает вид:

для нефтяного пласта

$$\frac{\alpha(D) \cdot \Delta P_e(t)}{Q_0 - V(t)/t} = \frac{\mu_n}{4\pi kh} \left(\ln \frac{\chi}{r_{np}^2} + \ell nt \right); \quad (5.91)$$

для газового пласта

$$\frac{\alpha(D) \cdot \Delta P_e^2(t)}{Q_0 - V(t)/t} = \frac{\mu_2 z p_{am} T_{nl}}{2\pi kh T_{cm}} \left(\ln \frac{\chi}{r_{np}^2} + \ell nt \right), \quad (5.92)$$

где μ_n - динамическая вязкость пластовой нефти, $Па \cdot с$; μ_2 - динамическая вязкость газа в пластовых условиях, $Па \cdot с$; z - коэффициент сверхсжимаемости газа; T_{nl} - пластовая температура, K .

Как отмечалось, высшее $\phi(P_e)$ определяют как отношение площади, которая находится между осью абсцисс и кривой восстановления

давления, к площади, равной произведению давления восстановления на время восстановления. Определения осуществляют с помощью планиметра. Площади измеряются в безразмерных единицах шкалы планиметра. По отношению безразмерных площадей для соответствующих моментов времени определяют коэффициенты $\varphi(P_e)$.

С целью исключения необходимости дополнительных построений и значительного упрощения метода, определение коэффициента $\varphi(P_e)$ можно проводить следующим образом. Как видим, интеграл в числителе формулы (5.83) не что иное, как импульс давления. А как известно, импульс давления $\Delta J_e(t)$ численно равняется площади криволинейной трапеции, которая располагается между кривой восстановления давления и осью абсцисс (времени) и которую можно вычислить либо планиметрированием, либо аналитически любым другим методом, например, при помощи формулы трапеций [275]. Разбивая промежутки интегрирования $0 - t$ на n частей, получим:

для нефтяного пласта

$$\Delta J_e(t) = \int_0^t \Delta P_e(t) dt = \frac{t}{2n} (\Delta P_0 + 2\Delta P_1 + 2\Delta P_2 + \dots + 2\Delta P_{n-1} + \Delta P_n) ; \quad (5.93)$$

для газового пласта

$$\Delta J_e(t) = \int_0^t \Delta P_e^2(t) dt = \frac{t}{2n} (\Delta P_0^2 + 2\Delta P_1^2 + 2\Delta P_2^2 + \dots + 2\Delta P_{n-1}^2 + \Delta P_n^2) , \quad (5.94)$$

где $\Delta P_0, \Delta P_1, \Delta P_2, \Delta P_{n-1}, \Delta P_n$ - приращения забойного давления в моменты времени $\tau_0=0, \tau_1=t/n, \tau_2=2t/n, \tau_{n-1}=(n-1)t/n, \tau_n=t$, которые определяют по графику кривой восстановления давления, Pa .

Обычно во время обработки кривых восстановления давления $\Delta P_0 = 0$.

Таким образом, выражение для определения коэффициента $\varphi(P_e)$ получит вид:

для нефтяного пласта

$$\varphi(P_e) = \frac{\int_0^t \Delta P_e(t) dt}{\Delta P_e(t) \cdot t} = \frac{\Delta J_e(t)}{\Delta P_e(t) \cdot t} , \quad (5.95)$$

для газового пласта

$$\varphi(P_e) = \frac{\int_0^t \Delta P_e^2(t) dt}{\Delta P_e^2(t) \cdot t} = \frac{\Delta J_e(t)}{\Delta P_e^2(t) \cdot t} , \quad (5.96)$$

Вычислив аналитически значения импульса давления $\Delta J_e(t)$ для определенных промежутков времени t по формуле (5.93) для нефтяного пласта или по формуле (5.94) для газового пласта, определяют значения коэффициента $\varphi(P_e)$.

Итак, построив кривую восстановления давления в системе

координат $\frac{\alpha(D) \cdot \Delta P_o(t)}{Q_0 - V(t)/t} = f(\ell n t)$ для нефтяного пласта или в системе

координат $\frac{\alpha(D) \cdot \Delta P_o^2(t)}{Q_0 - V(t)/t} = f(\ell n t)$ для газового пласта, получим прямую, по наклону которой к оси абсцисс i и отрезку, который она отсекает на оси ординат A , находим гидродинамические параметры пласта:

для нефтяного пласта

$$i = \frac{\mu_n}{4\pi kh} = \frac{\left[\frac{\alpha(D) \cdot \Delta P_o(t)}{Q_0 - V(t)/t} \right]_2 - \left[\frac{\alpha(D) \cdot \Delta P_o(t)}{Q_0 - V(t)/t} \right]_1}{\ell n t_2 - \ell n t_1}, \quad (5.97)$$

$$A = \frac{\mu_n}{4\pi kh} \ell n \frac{\chi}{r_{np}^2} = i \ell n \frac{\chi}{r_{np}^2}, \quad (5.98)$$

коэффициент проницаемости

$$k = \frac{\mu_n}{4\pi h i}, \quad (5.99)$$

коэффициент подвижности

$$\frac{k}{\mu_n} = \frac{1}{4\pi h i}, \quad (5.100)$$

коэффициент гидропроводности

$$\frac{kh}{\mu_n} = \frac{1}{4\pi i}, \quad (5.101)$$

коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{k}{\mu_n \beta^*}, \quad (5.102)$$

комплекс

$$\frac{\chi}{r_{np}^2} = e^{A/i}, \quad (5.103)$$

и приведенный радиус

$$r_{np} = \sqrt{\frac{\chi}{e^{A/i}}}, \quad (5.104)$$

для газового пласта

$$i = \frac{\mu_z p_{am} T_{ns}}{4\pi kh T_{cm}} = \frac{\left[\frac{\alpha(D) \cdot \Delta P_o^2(t)}{Q_0 - V(t)/t} \right]_2 - \left[\frac{\alpha(D) \cdot \Delta P_o^2(t)}{Q_0 - V(t)/t} \right]_1}{\ell n t_2 - \ell n t_1}, \quad (5.105)$$

$$A = \frac{\mu_z z p_{am} T_{nl}}{4\pi k h T_{cm}} \ln \frac{\chi}{r_{np}^2} = i \ln \frac{\chi}{r_{np}^2}, \quad (5.106)$$

коэффициент проницаемости

$$k = \frac{\mu_z z p_{am} T_{nl}}{4\pi h i T_{cm}}, \quad (5.107)$$

коэффициент подвижности

$$\frac{k}{\mu_z} = \frac{z p_{am} T_{nl}}{4\pi h i T_{cm}}, \quad (5.108)$$

коэффициент гидропроводности

$$\frac{k h}{\mu_z} = \frac{z p_{am} T_{nl}}{4\pi i T_{cm}}, \quad (5.109)$$

коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{k P_{nl}}{\mu_z m}, \quad (5.110)$$

где P_{nl} - пластовое давление, Па; m - коэффициент пористости; комплекс

$$\frac{\chi}{r_{np}^2} = e^{A/i}, \quad (5.111)$$

и приведенный радиус

$$r_{np} = \sqrt{\frac{\chi}{e^{A/i}}}. \quad (5.112)$$

Для примера определим гидродинамические параметры нефтяного и газового пластов предложенным методом по данным обработки результатов исследований, полученными во время восстановления давления в остановленных нефтяной и газовой скважинах.

Пример 1.

Нефтяную скважину исследовали на неустановившемся режиме путем снятия кривой восстановления давления. Дебит скважины перед остановкой составлял $Q_0 = 126,5$ т/сутки; плотность пластовой нефти $\rho_{nl} = 664$ кг/м³; плотность дегазированной нефти $\rho_{deg} = 828$ кг/м³; объемный коэффициент $b = 1,48$; объемный дебит скважины перед ее остановкой в пластовых условиях $Q_0 = 0,002617$ м³/с; забойное давление перед остановкой скважины составляло $P_g = 17,23$ МПа; динамическая вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 0,0025$ Па·с; коэффициент сжимаемости жидкости $\beta_p = 21 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹; коэффициент объемной

упругости горной породы $\beta_c = 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$; пористость пласта $m = 0,2$; приведенный коэффициент сжимаемости жидкости и породы $\beta^* = 5,2 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$; эффективная толщина пласта $h = 30 \text{ м}$; радиус контура питания равняется $R_k = 150 \text{ м}$; температура пласта равняется $T_{пл} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$; площадь поперечного сечения насосно-компрессорных труб $f_n = 0,00302 \text{ м}^2$; площадь поперечного сечения затрубного (кольцевого) пространства $f_3 = 0,0095 \text{ м}^2$.

Результаты исследования нефтяной скважины и рассчитанный накопленный объем жидкости в скважине $V(t)$ по формуле (5.88) приведены в табл. 5.2, а результаты обработки данных исследования нефтяной скважины с учетом притока после ее остановки по предложенному методу приведены в табл. 5.3.

Вся сложность обработки данных исследования нефтяной скважины с учетом притока после ее остановки по предложенному методу состоит в определении интеграла $\Delta J_B(t)$. Для его вычисления сначала необходимо определить шаг интегрирования $\Delta t = t/n$, который выбирают таким образом, чтобы на любом промежутке времени Δt кривые изменения давления можно было бы аппроксимировать прямолинейной зависимостью с достаточной степенью точности. Рекомендуется выбирать Δt таким, чтобы $n = t/\Delta t$ (t - время исследования скважины) было бы не меньше 10-12. В свою очередь, выбирать Δt таким образом, чтобы n было больше 40, нецелесообразно. В приведенном примере выбран $\Delta t = 500 \text{ с}$. Тогда $n = 8000/500 = 16$. Вычисление интеграла $\Delta J_B(t)$ проводится для четырех интервалов, которые равномерно расположены в диапазоне от 0 до t . В приведенном примере выбраны следующие значения интервалов 0-2000 с, 2000-4000 с, 4000-6000 с и 6000-8000 с, для которых значение n равняется соответственно 4, 8, 12 и 16. Каждый интервал разбивают на четыре подинтервала. Например, для первого интервала четыре подинтервала отвечают моментам времени 500 с, 1000 с, 1500 с и 2000 с. По формуле (5.93) определяем импульс давления для первого интервала времени $t_1 = 2000 \text{ с}$:

$$\begin{aligned} \Delta J_{s(2000)} &= \frac{t}{2n} (\Delta P_0 + 2\Delta P_1 + 2\Delta P_2 + 2\Delta P_3 + \Delta P_4) = \\ &= \frac{2000}{2 \cdot 4} (0 + 2 \cdot 0,87 + 2 \cdot 1,44 + 2 \cdot 1,86 + 2,17) = 2627,5 \text{ МПа} \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

№ точки	Время измерения t, c	Текущее забойное давление $P_0(t), МПа$	Текущее буферное давление $P_0(t), МПа$	Текущее затрубное давление $P_3(t), МПа$	Текущая депрессия забойного давления $\Delta P_0(t), МПа$	Текущая депрессия буферного давления $\Delta P_0(t), МПа$	Текущая депрессия затрубного давления $\Delta P_3(t), МПа$	Накопленный объем жидкости в скважине $V(t), м^3$
0	0	17,23	5,19	13,63	0	0	0	0
1	500	18,10	5,67	13,31	0,87	0,48	0,28	1,0424
2	1000	18,67	6,01	14,16	1,44	0,82	0,53	1,6163
3	1500	19,09	6,26	14,34	1,86	1,07	0,71	2,0456
4	2000	19,40	6,46	14,48	2,17	1,27	0,85	2,3448
5	2500	19,61	6,61	14,58	2,38	1,42	0,95	2,5332
6	3000	19,76	6,72	14,65	2,53	1,53	1,02	2,6686
7	3500	19,88	6,78	14,69	2,65	1,59	1,06	2,8132
8	4000	19,97	6,84	14,71	2,74	1,65	1,08	2,9294
9	4500	20,02	6,89	14,73	2,79	1,70	1,10	2,9732
10	5000	20,07	6,94	14,74	2,84	1,75	1,11	3,0316
11	5500	20,11	6,99	14,75	2,88	1,80	1,12	3,0707
12	6000	20,15	7,02	14,76	2,92	1,83	1,13	3,1192
13	6500	20,19	7,05	14,77	2,96	1,86	1,14	3,1676
14	7000	20,23	7,07	14,78	3,00	1,88	1,15	3,2207
15	7500	20,25	7,09	14,79	3,02	1,90	1,16	3,2353
16	8000	20,27	7,10	14,80	3,04	1,91	1,17	3,2545
17	8500	20,28	7,11	14,81	3,05	1,92	1,18	3,2545

Импульс давления для момента времени $t_1 = 2000$ с равняется выше определенному $2627,5$ МПа·с; для момента времени $t_2 = 4000$ с он состоит из импульса давления для момента времени t_1 и импульса давления в интервале от t_1 до t_2 ; для момента времени $t_3 = 6000$ с он состоит из импульса давления для момента времени t_2 и импульса давления в интервале от t_2 до t_3 и, в конце концов, для последнего момента времени $t_4 = 8000$ с он равняется сумме импульсов давления для момента времени t_3 и импульса давления в интервале от t_3 до t_4

$$\Delta J_{\sigma(4000)} = 2627,5 + \frac{2000}{2 \cdot 4} (2,17 + 2 \cdot 2,38 + 2 \cdot 2,53 + 2 \cdot 2,65 + 2,74) = 7635,0 \text{ МПа} \cdot \text{с},$$

$$\Delta J_{\sigma(6000)} = 7635,0 + \frac{2000}{2 \cdot 4} (2,74 + 2 \cdot 2,79 + 2 \cdot 2,84 + 2 \cdot 2,88 + 2,92) = 13305,0 \text{ МПа} \cdot \text{с},$$

$$\Delta J_{\sigma(8000)} = 13305,0 + \frac{2000}{2 \cdot 4} (2,92 + 2 \cdot 2,96 + 2 \cdot 3,00 + 2 \cdot 3,02 + 3,04) = 19285,0 \text{ МПа} \cdot \text{с},$$

**РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЯНОЙ
СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ ПРИТОКА ПОСЛЕ ЕЕ ОСТАНОВКИ ПО
ПРЕДЛОЖЕННОМУ МЕТОДУ**

№ точки	Время измерения t, c	$\ln t$	Текущая депрессия забойного давления $\Delta P_e(t), МПа$	Накопленный объем жидкости в скважине $V(t), м^3$	Импульс давления $\Delta \Delta_e(t), МПа \cdot c$	$\varphi(P_e)$	$\alpha(D)$	$\frac{\alpha(D) \cdot \Delta P_e(t)}{Q_0 - V(t)/t}$
1	500	6,2146	0,87	1,0424				
2	1000	6,9078	1,44	1,6163				
3	1500	7,3132	1,86	2,0456				
4	2000	7,6009	2,17	2,3448	2627,5	0,6054	0,6350	953,86
5	2500	7,8240	2,38	2,5332				
6	3000	8,0064	2,53	2,6686				
7	3500	8,1615	2,65	2,8132				
8	4000	8,2941	2,74	2,9294	7635,0	0,6967	0,7194	1045,87
9	4500	8,4118	2,79	2,9732				
10	5000	8,5172	2,84	3,0316				
11	5500	8,6125	2,88	3,0707				
12	6000	8,6995	2,92	3,1192	13305,0	0,7594	0,7774	1082,40
13	6500	8,7796	2,96	3,1676				
14	7000	8,8537	3,00	3,2207				
15	7500	8,9227	3,02	3,2353				
16	8000	8,9872	3,04	3,2545	19285,0	0,7930	0,8085	1112,04

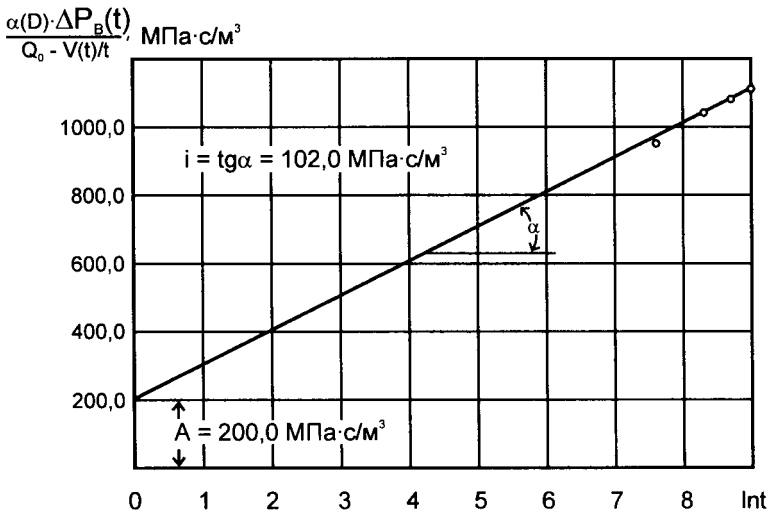


Рис. 5.9. Кривая восстановления забойного давления в нефтяной скважине обработанная с учетом притока после ее остановки по предложенному методу

По обработанным данным строят график восстановления давления в

координатах $\frac{\alpha(D) \cdot \Delta P_a(t)}{Q_0 - V(t)/t} = \ell n t$ (рис. 5.9). По формуле (5.97) определяют угловой коэффициент прямой

$$i = \frac{\mu}{4\pi kh} = \frac{\left[\frac{\alpha(D) \cdot \Delta P_a(t)}{Q_0 - V(t)/t} \right]_2 - \left[\frac{\alpha(D) \cdot \Delta P_a(t)}{Q_0 - V(t)/t} \right]_1}{\ell n t_2 - \ell n t_1} =$$

$$= \frac{1016,0 \cdot 10^6 - 812,0 \cdot 10^6}{8,0 - 6,0} = 102,0 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{с} / \text{м}^3 = 102,0 \text{ МПа} \cdot \text{с} / \text{м}^3$$

а по отрезку, который отсекает прямая на оси ординат, находим коэффициент $A = 200,0 \text{ МПа} \cdot \text{с} / \text{м}^3$.

По формуле (5.99) определяют коэффициент проницаемости

$$k = \frac{\mu_n}{4\pi h i} = \frac{0,0025}{4 \cdot 3,14 \cdot 30 \cdot 102,0 \cdot 10^6} = 6,50 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2 = 0,065 \text{ мкм}^2.$$

Коэффициент подвижности находят по формуле (5.100)

$$\frac{k}{\mu} = \frac{1}{4\pi h i} = \frac{6,50 \cdot 10^{-14}}{0,0025} = 26,0 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 / \text{Па} \cdot \text{с} = 26,0 \text{ мкм}^2 / \text{Па} \cdot \text{с}.$$

По формуле (5.101) определяют коэффициент гидропроводности

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{1}{4\pi i} = 26,0 \cdot 10^{-12} \cdot 30 = 7,80 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2 / \text{Па} \cdot \text{с}.$$

Коэффициент пьезопроводности определяют по формуле (5.102)

$$\chi = \frac{k}{\mu_n \beta^*} = \frac{21,8 \cdot 10^{-12}}{5,2 \cdot 10^{-10}} = 4,19 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2 / \text{с}.$$

По формуле (5.103) определяют комплекс

$$\frac{\chi}{r_{np}^2} = e^{A/i} = e^{200,0/102,0} = 7,1 \text{ с}^{-1}.$$

Приведенный радиус скважины находят по формуле (5.104)

$$r_{np} = \sqrt{\frac{\chi}{e^{A/i}}} = \sqrt{\frac{4,19 \cdot 10^{-2}}{7,1}} = 0,077 \text{ м}.$$

Пример 2.

Газовую скважину исследовали на неустановившемся режиме путем снятия кривой восстановления давления. Дебит скважины перед остановкой составлял $Q_0 = 260,0 \text{ м}^3 / \text{мин} = 4,33 \text{ м}^3 / \text{с}$; эффективная толщина пласта $h = 16 \text{ м}$; забойное давление перед остановкой скважины составляло $P_b = 13,83 \cdot 10^6 \text{ Па}$; пластовое давление $P_{nn} = 18,2 \cdot 10^6 \text{ Па}$; затрубное давление перед остановкой скважины $P_z = 11,74 \cdot 10^6 \text{ Па}$; атмосферное давление $p_{атм} = 0,1 \cdot 10^6 \text{ Па}$; пластовая температура $T_{nn} = 70,8 \text{ }^\circ\text{С}$; забойная температура $T_b = 57,6 \text{ }^\circ\text{С}$; устьевая температура $T_z = 20,0 \text{ }^\circ\text{С}$; стандартная температура равняется $T_{см} = 20 \text{ }^\circ\text{С}$; динамическая вязкость газа в пластовых условиях $\mu_z = 0,00003 \text{ Па} \cdot \text{с}$;

относительная плотность газа по воздуху $\rho_{\text{вот}} = 0,655$; коэффициент пористости $m = 0,23$; эффективная толщина пласта $h = 20$ м; объем ствола скважины $V_c = 23,6$ м³.

Для проведения вычислений по определению накопленного объема газа по формуле (5.89) предварительно надо определить среднее значение коэффициента сверхсжимаемости газа для условий, которые существуют в стволе скважины z^* , который является функцией давления, температуры и состава газа. Коэффициент сверхсжимаемости газа z^* определяют таким образом. Сначала, по величине относительной плотности газа по воздуху, которая в нашем случае равняется $\rho_{\text{вот}} = 0,655$, используя приближенные формулы (при изменении $\rho_{\text{вот}}$ от 0,5 до 0,9) определяют среднекритические давление $p_{кр}$ и температуру $T_{кр}$:

$$p_{кр} = 4,95 - 0,37\rho_{\text{вот}} = 4,95 - 0,37 \cdot 0,655 = 4,71 \text{ МПа};$$

$$T_{кр} = 93 + 176\rho_{\text{вот}} = 93 + 176 \cdot 0,655 = 208,3 \text{ К}.$$

Далее определяют для пластовых условий приведенное давление $P_{\text{прпл}} = P_{\text{пл}}/p_{кр}$ и приведенную температуру $T_{\text{прпл}} = T_{\text{пл}}/T_{кр}$. В нашем случае приведенное давление равняется $P_{\text{прпл}} = 3,86$, а приведенная температура - $T_{\text{прпл}} = 1,65$. По полученным значениям приведенных давления и температуры, используя специальные графики [276], определяют значения коэффициента сверхсжимаемости газа для пластовых условий $z_{\text{пл}}$. При этих условиях коэффициент сверхсжимаемости газа равняется $z_{\text{пл}} = 0,86$. Аналогично вычисляют коэффициент сверхсжимаемости газа для условий, которые существуют на устье скважины. Для приведенных устьевых давления $P_{\text{прз}} = P_z/p_{кр} = 2,49$ и температуры $T_{\text{прз}} = T_z/T_{кр} = 1,41$ коэффициент сверхсжимаемости газа равняется $z_z = 0,74$. Тогда среднее значение коэффициента сверхсжимаемости газа для условий, которые существуют в стволе скважины, равняется $z^* = 0,8$.

Результаты исследования газовой скважины и рассчитанный накопленный объем газа в скважине $V(t)$ по формуле (5.89) приведены в табл. 5.4.

Таблица 5.4.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

№ точки	Время изменения $t, \text{ с}$	Текущее забойное давление $P_s(t), \text{ МПа}$	Текущее затрубное давление $P_z(t), \text{ МПа}$	Текущая депрессия забойного давления $\Delta P_s(t), \text{ МПа}$	Текущая депрессия затрубного давления $\Delta P_z(t), \text{ МПа}$	Приrost среднего давления в стволе скважины $\Delta P_c(t), \text{ МПа}$	Накопленный объем газа в скважине $V(t), \text{ м}^3$
0	0	13,83	11,74	0	0	0	0
1	1000	17,24	14,67	3,41	2,93	3,17	878,8
2	2000	17,55	14,94	3,72	3,20	3,46	959,2
3	3000	17,74	15,09	3,91	3,35	3,63	1006,3
4	4000	17,85	15,18	4,02	3,44	3,73	1034,0
5	5000	17,94	15,27	4,11	3,53	3,82	1059,0
6	6000	18,00	15,31	4,17	3,57	3,87	1072,8
7	7000	18,05	15,35	4,22	3,61	3,92	1086,7
8	8000	18,09	15,38	4,26	3,64	3,95	1095,0
9	9000	18,13	15,42	4,30	3,68	3,99	1106,1
10	10000	18,17	15,45	4,34	3,71	4,03	1117,2

Вычисление интеграла $\Delta J_{\sigma}(t)$ проводится для трех интервалов, которые равномерно расположены в диапазоне от 0 до t . В приведенном примере избран $\Delta t = 1000$ с и следующие значения интервалов интегрирования 0-3000 с, 3000-6000 с и 6000-9000 с, для которых значение n равняется соответственно 3, 6 и 9. Каждый интервал разбивают на три подинтервала. Например, для первого интервала три подинтервала отвечают моментам времени 500 с, 1000 с и 1500 с. По формуле (5.94) определяем импульс давления для первого интервала времени $t_1 = 1500$ с.

$$\begin{aligned} \Delta J_{\sigma(1500)} &= \frac{t}{2n} (\Delta P_0^2 + 2\Delta P_1^2 + 2\Delta P_2^2 + \Delta P_3^2) = \\ &= \frac{3000}{2 \cdot 3} (0 + 2 \cdot 105,95 + 2 \cdot 116,73 + 123,44) = 284400 \text{ МПа}^2 \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

Импульс давления для момента времени $t_1 = 3000$ с равняется выше определенному $284400 \text{ МПа}^2 \cdot \text{с}$; для момента времени $t_2 = 6000$ с он состоит из импульса давления для момента времени t_1 и импульса давления в интервале от t_1 до t_2 и, в конце концов, для последнего момента времени $t_3 = 9000$ с он равняется сумме импульсов давления для момента времени t_2 и импульса давления в интервале от t_2 до t_3 :

$$\begin{aligned} \Delta J_{\sigma(3000)} &= 284400 + \frac{3000}{2 \cdot 3} (123,44 + 2 \cdot 127,35 + 2 \cdot 130,57 + 132,73) = \\ &= 670405 \text{ МПа}^2 \cdot \text{с}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta J_{\sigma(4500)} &= 670405 + \frac{3000}{2 \cdot 3} (132,73 + 2 \cdot 134,53 + 2 \cdot 135,98 + 137,43) = \\ &= 1075995 \text{ МПа}^2 \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

Результаты обработки данных исследования газовой скважины с учетом притока после ее остановки по предложенному методу приведены в табл. 5.5.

Таблица 5.5

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ ПРИТОКА ПОСЛЕ ЕЕ ОСТАНОВКИ ПО ПРЕДЛОЖЕННОМУ МЕТОДУ

№ точки	Время измерения t , с	$\ln t$	Квадрат текущей депрессии забойного давления $\Delta P_{\sigma}^2(t)$, МПа ²	Накопленный объем жидкости в скважине $V(t)$, м ³	Импульс давления $\Delta J_{\sigma}(t)$, МПа ² ·с	$\varphi(P_{\sigma})$	$\alpha(D)$	$\frac{\alpha(D) \cdot \Delta P_{\sigma}^2(t)}{Q_0 - V(t)/t}$
1	1000	6,9078	105,95	878,8				
2	2000	7,6009	116,73	959,2				
3	3000	8,0064	123,44	1006,3	284400	0,5806	0,6121	24,27
4	4000	8,2941	127,35	1034,0				
5	5000	8,5172	130,57	1059,0				
6	6000	8,6995	132,73	1072,8	670405	0,6578	0,6834	27,30
7	7000	8,8537	134,53	1086,7				
8	8000	8,9872	135,98	1095,0				
9	9000	9,1050	137,43	1106,1	1075995	0,7182	0,7394	28,74

По обработанным данным строят график восстановления давления в

координатах $\frac{\alpha(D) \cdot \Delta P_s^2(t)}{Q_0 - V(t)/t} = tnt$ (рис. 5.10).

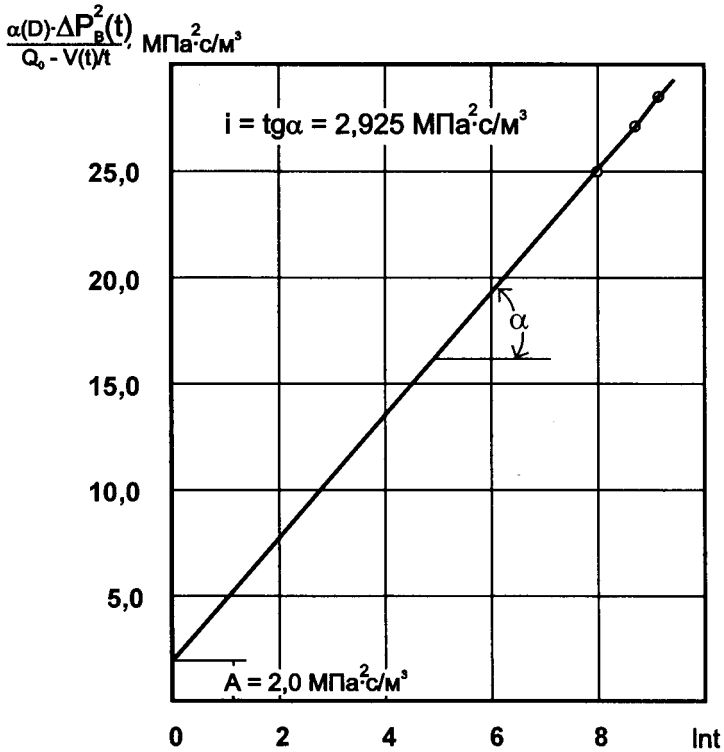


Рис. 5.10. Кривая восстановления забойного давления в газовой скважине, обработанная с учетом притока после ее остановки по предложенному методу

Для проведения дальнейших вычислений мы должны определить среднее значение коэффициента сверхсжимаемости газа в пластовых условиях z . Вычисления проводят равно как и предшествующие (для условий, которые существуют в стволе скважины), но вместо определенного коэффициента сверхсжимаемости газа для условий, которые существуют на устье скважины z_3 , определяют коэффициент сверхсжимаемости газа для условий, которые существуют на забое скважины z_6 . В нашем случае для приведенных давления $p_{прв} = P_6/p_{кр} = 1,48$ и температуры $T_{прв} = T_6/T_{кр} = 1,52$ коэффициент сверхсжимаемости газа, для условий, которые существуют на забое скважины, равняется $z_6 = 0,87$. Используя значения вычисленного выше коэффициента сверхсжимаемости газа для пластовых условий $z_{пл} = 0,86$ и вычисленный коэффициент сверхсжимаемости газа для условий, которые существуют на забое скважины $z_6 = 0,87$, определяем среднее

значение коэффициента сверхсжимаемости газа в пластовых условиях, необходимое для дальнейших вычислений, которое равняется $z = 0,875$.

По формуле (5.105) определяют угловой коэффициент прямой:

$$i = \frac{\mu_z z p_{am} T_{nn}}{4\pi kh T_{cm}} = \frac{\left[\frac{\alpha(D) \cdot \Delta P_g^2(t)}{Q_0 - V(t)/t} \right]_2 - \left[\frac{\alpha(D) \cdot \Delta P_g^2(t)}{Q_0 - V(t)/t} \right]_1}{\ell n t_2 - \ell n t_1} =$$

$$= \frac{25,4 \cdot 10^{12} - 13,7 \cdot 10^{12}}{8,0 - 4,0} = 2,925 \cdot 10^{12} \text{ Па} \cdot \text{с} / \text{м}^3 = 2,925 \text{ МПа} \cdot \text{с} / \text{м}^3,$$

а по отрезку, который отсекает прямая на оси ординат, находим коэффициент $A = 2,0 \text{ МПа} \cdot \text{с} / \text{м}^3$.

По формуле (5.107) определяют коэффициент проницаемости

$$k = \frac{\mu_z z p_{am} T_{nn}}{4\pi h i T_{cm}} = \frac{0,00003 \cdot 0,875 \cdot 0,1 \cdot 10^6 \cdot 343,8}{2 \cdot 3,14 \cdot 16 \cdot 293 \cdot 2,925 \cdot 10^{12}} =$$

$$= 1,05 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2 = 0,0105 \text{ мкм}^2.$$

Коэффициент подвижности находят по формуле (5.108)

$$\frac{k}{\mu_z} = \frac{z p_{am} T_{nn}}{4\pi h i T_{cm}} = \frac{1,05 \cdot 10^{-14}}{0,00003} = 0,35 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2 / \text{Па} \cdot \text{с} = 350 \text{ мкм}^2 / \text{Па} \cdot \text{с}.$$

По формуле (5.109) определяют коэффициент гидропроводности

$$\frac{kh}{\mu_z} = \frac{z p_{am} T_{nn}}{4\pi i T_{cm}} = 0,35 \cdot 10^{-9} \cdot 16 = 5,6 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3 / \text{Па} \cdot \text{с}.$$

Коэффициент пьезопроводности определяют по формуле (5.110)

$$\chi = \frac{k P_{nn}}{\mu_z m} = \frac{0,35 \cdot 10^{-9} \cdot 18,2 \cdot 10^6}{0,23} = 0,028 \text{ м}^2 / \text{с}.$$

По формуле (5.111) определяют комплекс

$$\frac{\chi}{r_{np}^2} = e^{A/i} = e^{2,0/2,925} = 1,981 \text{ с}^{-1}.$$

Приведенный радиус скважины находят по формуле (5.112)

$$r_{np} = \sqrt{\frac{\chi}{e^{A/i}}} = \sqrt{\frac{0,028}{1,981}} = 0,119 \text{ м}.$$

Предложенный метод обработки данных исследования скважин интегральным методом значительно упрощает определение параметров пласта в отличие от всех известных в настоящее время методов. Он позволяет значительно сократить время обработки кривых восстановления давления в скважине, а также повысить точность определения фильтрационных параметров продуктивного пласта.

6. Скважинные магнитные устройства для проведения технологических операций

6.1. Электрический скважинный генератор магнитного поля

Технологический процесс изоляции и ограничения водопритоков в

добывающих скважинах предполагает закачку в призабойную зону пласта (ПЗП) изолирующего раствора на основе магнитоактивных веществ с последующим воздействием на него магнитным полем, что способствует образованию в ПЗП изолирующей структуры. Для создания магнитного поля в ПЗП нами разработан и изготовлен скважинный генератор магнитного поля (СГМП) рис. 6.1. Он содержит магнитную систему, состоящую из сердечника 3 и обмоток 4, размещенных между полюсами 6, С-образные пластины 10, образующие полюсные наконечники, удлиненные вдоль вертикальной оси, при этом полюсные наконечники обращены один к другому разноименными полюсами. Центровка СГМП в скважине осуществляется двумя центраторами - верхним 2 и нижним 11. Полюсные наконечники 10 имеют на наружной поверхности кольцеобразные канавки 7, служащие для концентрации силовых магнитных линий. Сердечник 3 имеет осевой канал 8 для закачки изоляционного раствора в обводненный пласт.

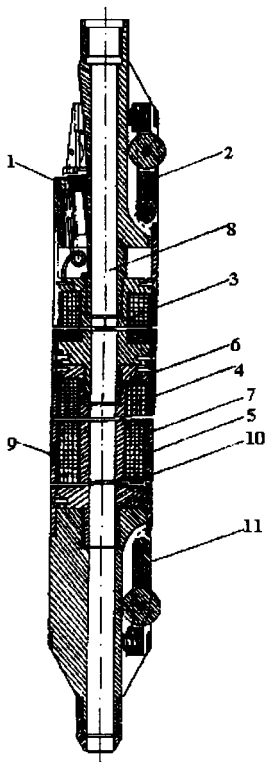


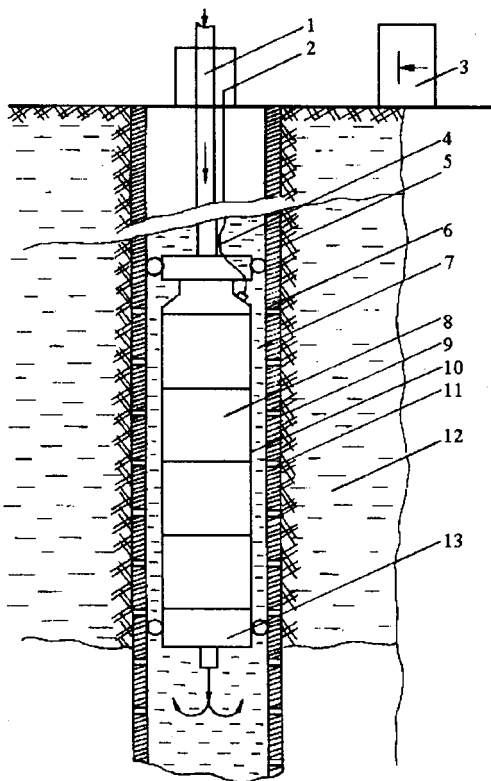
Рис. 6.1. Схема электрического скважинного генератора магнитного поля

Обмотки 4 соединены последовательно, причем соседние секции намотаны в разных направлениях. От внешней среды обмотки изолированы немагнитным материалом 5, образующим зазор 9 между разноименными полюсами. Для подключения устройства к сети питания предусмотрена колодка 1.

СГМП работает следующим образом. В обводненную скважину (рис. 6.2) опускают СГМП 8 на насосно-компрессорных трубах (НКТ) 1, к которым при помощи скоб 4 закреплен питающий кабель 2, до

обводнившегося пласта 12. При помощи верхнего 5 и нижнего 13 центраторов СГМП 8 образует рабочий зазор 7 между внутренней стенкой обсадной колонны 9 и полюсными наконечниками 10.

Через НКТ в водоносный пласт нагнетается изоляционный раствор на основе магнитоактивных веществ, который через перфорационные отверстия 11 в обсадной колонне 9 попадает в пласт 12.



Питание СГМП 8 осуществляется с поверхности по кабелю 2 через колодку 6 от выпрямителя 3. Для получения напряженности магнитного поля, в рабочем зазоре, величиной 20000 А/м , СГМП питается постоянным напряжением не более 100 В при силе тока $5-10 \text{ А}$.

Оборудование для спуска устройства в скважину, кабель, элементы крепления и подключения унифицированы с оборудованием погружных электродвигателей серии ПЭД. А в качестве источника питания был выбран преобразователь катодной серии ОПС типа ОПС-63-48-У1 или ОПС-100-48-У1 с выходным напряжением 96 В при токе $0,5 \text{ А}$.

Рис. 6.2. Схема расположения в скважине электрического скважинного генератора магнитного поля

После продавки изоляционного раствора в пласт СГМП 8 подключают к сети. При подаче напряжения (см. рис. 6.1) на катушки намагничивания 4 возникает магнитный поток в сердечнике 3, который через полюса 6, полюсные наконечники 10 и (см.рис. 6.2) рабочий зазор 7 замыкается в обсадной колонне 9 скважины. Ферромагнитный порошок, входящий в состав раствора, намагничивается и притягивается полюсными наконечниками 10 и обсадной колонной 9, в результате чего образуется изоляционная структура в рабочем зазоре 7, перфорационных отверстиях 11 обсадной колонны 9 и пористой среде призабойной зоны пласта, создавая тем самым водоизоляционный экран, ограничивающий приток пластовых вод в добывающей скважине.

На рис. 6.3 представлены эпюры напряженности магнитного поля на

наружной поверхности полюсного наконечника 4 при подаче питания на обмотку 2 СГМП. На полюсах 1 магнитной системы величина

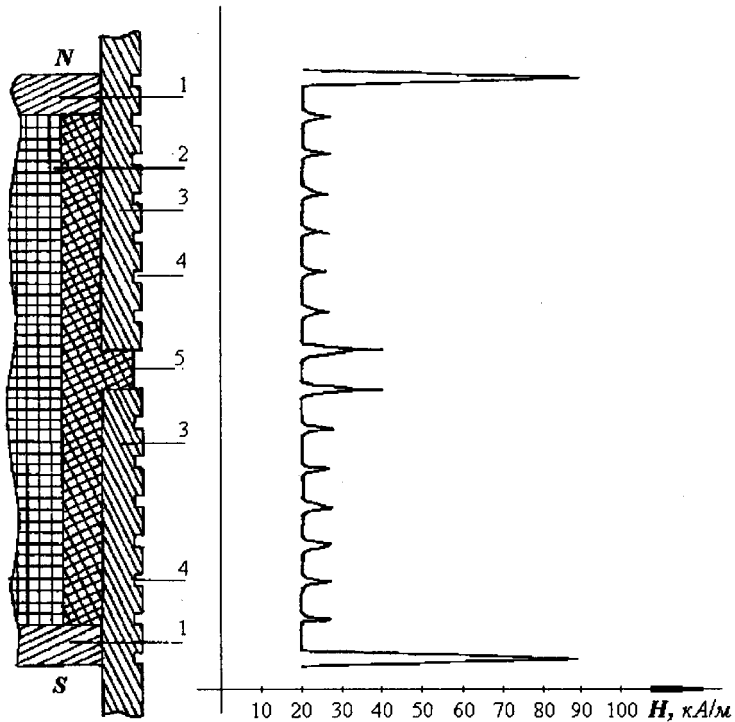


Рис. 6.3. Эпюры напряженности магнитного поля полюсного наконечника электрического скважинного генератора магнитного поля

напряженности магнитного поля составляет 90000 A/м и в 4,5 раза выше, чем средней части полюсных наконечников 3 и в 2 раза выше, чем в зазоре 5 между разноименными полюсами. Для выравнивания и усиления магнитных силовых линий на полюсных наконечниках 3 сделаны кольцевые канавки 4 с шагом 10 мм, служащие своеобразными концентраторами и выравнивающими магнитное поле в рабочем зазоре 7 (см.рис. 6.2) между внутренней стенкой обсадной колонны 9 и СГМП 8.

6.2. Скважинный генератор магнитного поля на постоянных магнитах

Специфические условия эксплуатации устройств на постоянных магнитах в скважинах предъявляют ряд важных требований к особенностям конструкций магнитных систем.

Основным ограничением при проектировании магнитных систем

является наружный диаметр устройства, который определяется диаметром скважины.

Для эффективной работы скважинного устройства на постоянных магнитах требуется создать магнитную систему, отвечающую ряду требований. Основным из них является обеспечение высоких значений магнитной индукции и напряженности магнитного поля в заданном рабочем зазоре, что возможно при условии, когда магнитная система будет обладать высокой энергией.

В процессе спуско-подъемных операций возможны вибрации и резкие удары скважинного магнитного устройства об обсадную колонну, а в процессе присоединения и отсоединения устройства при помощи существующих буровых инструментов прикладывается определенный крутящий момент (усилие). Следовательно, магнитная система скважинного устройства должна быть предохранена от возможных механических повреждений, обладать достаточной прочностью и жесткостью конструкции.

Технологический процесс использования скважинного магнитного устройства предусматривает работу с применением растворов, содержащих ферромагнитные наполнители. Это может привести к шунтированию участков магнитной цепи внутри самой магнитной системы, что, естественно, существенно снизит величину магнитного поля в заданном рабочем зазоре. Поэтому во избежание влияния ферромагнитных наполнителей, находящихся в используемых растворах, на показатели работы магнитной системы, последняя должна быть герметичной.

Применение постоянных магнитов в скважинных магнитных устройствах в теоретическом аспекте связано с общим вопросом промышленного использования магнитных материалов и их свойствами. Кроме того расчет соответствующих систем базируется на классической теории прикладного магнетизма, включающей методы расчета постоянных магнитов [277]. При этом, как правило, используются методы цепей. И, наконец, для расчета магнитных проводимостей необходимо использовать методы теории поля.

Методы расчета магнитных систем с постоянными магнитами непрерывно совершенствуются. При этом наблюдается два взаимно связанных и дополняющих друг друга направления: совершенствование известных методов применительно к частным задачам, особенно на основе использования современной мощной вычислительной техники [278], и поиск обобщенного аналитического метода, связанного с неизбежными упрощениями, которые обеспечивают все же достаточную для практики точность [279]. Поскольку для скважинных устройств на постоянных магнитах не требуется высокая точность расчетов, ввиду наличия большого разброса характеристик магнитных материалов и постоянных магнитов, а также разнообразия условий использования

одних и тех же устройств (предугадать все возможные варианты невозможно), нами использовался последний, упрощенный метод расчета. Вместе с тем, наличие современных быстродействующих вычислительных машин дает возможность, в перспективе, проводить исследование влияния тех или иных факторов на работоспособность магнитной системы скважинного магнитного устройства, не прибегая к громоздкому и сложному эксперименту.

Особенности расчета параметров внешнего (рабочего) магнитного поля в системах с постоянными магнитами заключается в том, что в этих системах имеются дополнительные (по сравнению с электромагнитными системами) нелинейности, обусловленные формой размагничивающих характеристик постоянных магнитов. Поэтому задача расчета внешнего магнитного поля еще более усложняется, особенно при сильном магнитном насыщении и малых рабочих зазорах, и подлежит соответствующему анализу и исследованию.

Эффективность работы магнитной системы скважинного магнитного устройства на постоянных магнитах резко зависит от особенностей самой магнитной системы: числа пар и взаимного расположения полюсов, их форм и размеров, что определяет полюсный рисунок рабочей поверхности системы. От правильности определения геометрии магнитопроводов магнитной системы в значительной степени зависит величина напряженности магнитного поля, создаваемого магнитной системой в определенном рабочем зазоре.

Для определения степени эффективности работы магнитной системы с применением постоянных магнитов используют различные критерии. Конструктивное совершенство магнитной системы характеризуется коэффициентами использования рабочей поверхности системы и рассеивания магнитного потока.

Кроме того, при оценке эффективности работы магнитной системы принимают во внимание такие показатели, как сопротивление размагничиванию и стабильность параметров; механическая прочность; собственная масса; габариты; коэффициент использования материала магнитов; крутизна напряженности магнитного поля и некоторые другие.

Исходя из области применения скважинных магнитных устройств на постоянных магнитах, очевидно, что некоторые из упомянутых показателей не могут быть приняты в качестве критерия оптимальности магнитной системы, так как они либо ограничены определенными конструктивными требованиями (механическая прочность и габариты устройства), либо не имеют существенного значения (собственная масса устройства). В то же время такие показатели, как коэффициент рассеивания, сопротивление размагничиванию и стабильность параметров, определяются исключительно типом применяемой магнитной системы и материалом постоянных магнитов. Поэтому указанные показатели могут служить критерием оценки эффективности магнитной системы в пределах заданного типа конструкции.

Наиболее подходящим показателем эффективности магнитной системы, исходя из прямого функционального назначения разрабатываемого устройства, является крутизна напряженности магнитного поля, то есть зависимость напряженности магнитного поля от величины рабочего зазора.

Таким образом, повышенные требования к стабильности магнитных параметров скважинных магнитных устройств на постоянных магнитах под воздействием эксплуатационных факторов, необходимость получения высоких значений параметров магнитного поля, создаваемого магнитной системой при ее ограниченных геометрических размерах, ставят перед разработчиками задачу выбора таких материалов постоянных магнитов, магнитопроводов и механической арматуры, совокупность которых удовлетворяла бы вышеперечисленным требованиям. В то же время эти материалы должны серийно изготавливаться, быть недефицитными и недорогими, обеспечивать наряду с технологичностью изделий возможность их изготовления в необходимых количествах на машиностроительных предприятиях.

Основными показателями постоянных магнитов, определяющими возможность их использования в скважинных магнитных устройствах, являются максимальная магнитная энергия и ресурс стабильности.

В последнее время широкое распространение нашли ферриты и особенно самые дешевые из них - бариевые. В области магнитотвердых ферритов действуют стандарты, нормирующие параметры 18 марок и их типоразмеры [280]. В зависимости от марки ферритовых магнитов, максимальная удельная энергия составляет 2,8-15,0 $\text{кДж}/\text{м}^3$, остаточная индукция - 0,19-0,40 Тл , коэрцитивная сила по индукции - 120-240 $\text{кА}/\text{м}$.

Невысокие значения остаточной индукции ферритов обусловили конструкции магнитных систем с концентраторами магнитного потока, что позволяет создавать в рабочем зазоре магнитную индукцию значительно выше, чем в литых магнитах, для которых она составляет 0,5-1,4 Тл .

Высокий ресурс стабильности ферритов (50-100 $\text{кА}/\text{м}$) позволяет успешно использовать их для работы при внешних размагничивающих воздействиях.

Разнообразие марок ферритов, близких по энергиям и коэрцитивной силе, требует дополнительных исследований с целью выбора наиболее оптимального материала для определенной магнитной системы. На основании расчетов [281] и с учетом стоимости ферритов наиболее целесообразными для магнитных систем скважинных магнитных устройств являются ферритобариевые магниты марок 22 БА 220, 24 БА 210 и 28 БА 190. В разработанных и исследованных нами магнитных системах используются ферриты марки 22 БА 220.

Основными требованиями к магнитопроводам магнитных систем являются высокая индукция насыщения и магнитная проницаемость в

средних и сильных магнитных полях, что обеспечивается составом и структурой материала. Сильно ухудшают свойства магнитных материалов примеси углерода, серы, фосфора, а также ванадия, хрома, титана и магния.

Ранее проведенными исследованиями [282] установлено, что наиболее подходящими материалами для магнитопроводов различных систем, в том числе и скважинных устройств, являются углеродистые стали обыкновенного качества и конструкционные стали марок Ст.3, стали 10, 20. Эти материалы недефицитны и дешевы, обладают значительной индукцией насыщения (до $2,14 \text{ Тл}$), а также имеют повышенную по сравнению с низкоуглеродистыми электротехническими сталями твердость.

Кроме постоянных магнитов и магнитопроводов магнитные системы скважинных устройств содержат механическую арматуру, необходимую для монтажа систем, обеспечения их необходимой жесткостью и изолирования противоположных по полярности полюсов. Ранее выбор материала для изготовления механической арматуры не проводился, в литературных источниках по этому поводу отсутствуют конкретные рекомендации. Поэтому в качестве материала для механической арматуры может применяться любой (с учетом требований конструкции) немагнитный материал, обладающий большим сопротивлением прохождению магнитного потока. Такими материалами могут быть латунь, алюминий и др.

Пространство между полюсами магнитной системы и все воздушные промежутки магнитной системы заполняются герметизирующим составом (эпоксидным клеем).

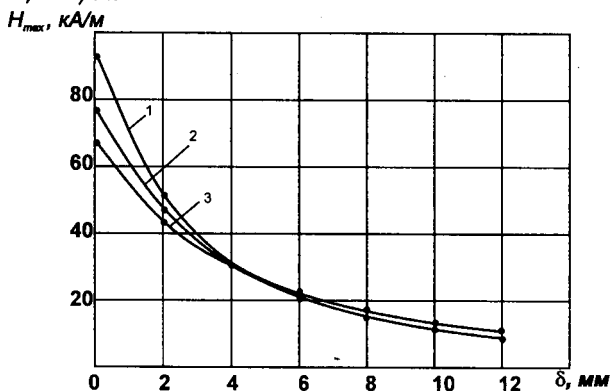
Итак, выбранные магнитомягкие, магнитотвердые и немагнитные материалы магнитных систем, которые удовлетворяют требованиям, предъявляемым к скважинным магнитным устройствам на постоянных магнитах, должны обеспечить высокие магнитные характеристики разрабатываемых устройств.

Далее, исходя из особенностей применения постоянных магнитов в магнитных системах скважинных магнитных устройств, требований, предъявляемых к последним, анализа критериев оценки эффективности систем, выбора материалов постоянных магнитов и магнитопроводов, а также литературных данных об аналогичных системах, в качестве варианта элементарной магнитной системы скважинного магнитного устройства априори выбрана система, которая представляет собой постоянный магнит в виде прямоугольной призмы и двух концентраторов магнитного потока, выполненных из магнитного материала. Общий вид элементарной магнитной системы, представляет собой два соединенных параллельно постоянных магнита и два магнитопровода из полос стали 10. Постоянные магниты несколько смвинуты по отношению к магнитопроводам в сторону нерабочего торца магнитной системы, что, таким образом, приводит к перераспределению магнитного потока в сторону рабочего торца.

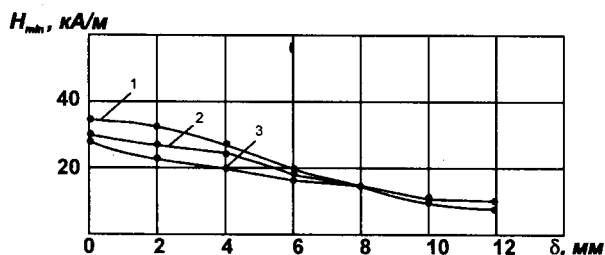
Чтобы определить оптимальную ширину магнитопроводов при неизменных остальных размерах, нами проведены исследования нескольких вариантов элементарных магнитных систем предложенного типа. Для исследования выбраны магнитопроводы следующих геометрических размеров: $2,0 \times 20,0 \times 170,0$; $3,5 \times 20,0 \times 170,0$; $7,0 \times 20,0 \times 170,0$ мм.

Сущность исследований сводилась к определению значения напряженности магнитного поля, создаваемого элементарной магнитной системой непосредственно на рабочем торце и в определенном конкретном рабочем зазоре.

Измерение напряженности магнитного поля проводилось при помощи измерительного зонда с преобразователем Холла гистерезометра $\Phi 5155/1$, имеющего пределы измерения напряженности магнитного поля $100,0$ и $1000,0$ $\text{kA}/\text{м}$. В процессе измерений находились максимальное и минимальное по ширине магнитопровода значения напряженности магнитного поля. Абсолютная погрешность измерения напряженности магнитного поля в нашем случае не превышала $0,7$ $\text{A}/\text{м}$.



а)



б)

Рис. 6.4. Крутизна напряженности магнитного поля максимальных (а) и минимальных (б) значений для полюсника: $2,0$ мм (1), $3,5$ мм (2), $7,0$ мм (3)

По результатам измерений построены графики крутизны напряженности магнитного поля (зависимость напряженности магнитного поля H от величины

зазора δ максимальных и минимальных значений для каждого исследуемого полюсника (рис. 6.4). Как видно из рис. 6.4, напряженность магнитного поля, создаваемого рассматриваемыми элементарными магнитными системами, выравнивается с увеличением рабочего зазора и, как минимум, в 4-5 раз больше, чем напряженность магнитного поля, создаваемого известными пакерующими устройствами [283], где напряженность магнитного поля при рабочем зазоре, равном $\delta = 6$ мм, составляет $H = 4000$ А/м.

Поэтому, исходя из экспериментальных исследований, в качестве элементарной магнитной системы скважинного устройства на постоянных магнитах можно выбрать набор параллельно соединенных постоянных магнитов размерами $10 \times 14 \times 84$ мм, включенных в магнитную цепь магнитопроводами шириной 3,5-7,0 мм (длина магнитопроводов и количество магнитов определяются общей длиной конструкции скважинного магнитного устройства).

Для поверочного расчета была выбрана элементарная магнитная система, состоящая из двух параллельно соединенных постоянных магнитов марки 22 БА 220 размерами $10 \times 14 \times 84$, которые включены в цепь при помощи двух магнитопроводов размерами $3,5 \times 20,0 \times 170,0$ мм, выполненных из стали 10.

Расчет проводился по упрощенному методу, описанному в [279]. Рассматриваемый метод является основным, наиболее общим и предназначен для расчета систем, работающих на основной кривой размагничивания, что полностью соответствует нашему случаю.

Полученное в результате расчетов значение напряженности магнитного поля в рабочем зазоре ($H = 34000$ А/м) хорошо согласуется с результатами экспериментальных исследований (смотри рис. 6.4).

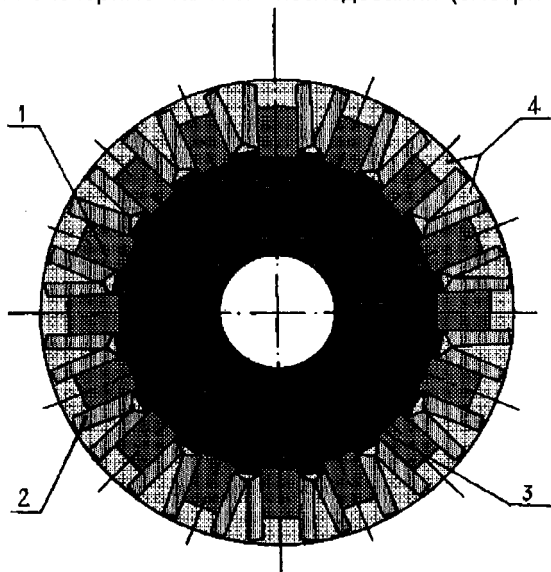


Рис. 6.5. Схема магнитной системы скважинного устройства на постоянных магнитах

Используя результаты проведенных экспериментальных и теоретических исследований параметров магнитного поля элементарных магнитных систем с различными магнитопроводами нами разработана конструкция магнитной системы скважинного устройства на постоянных магнитах (рис. 6.5).

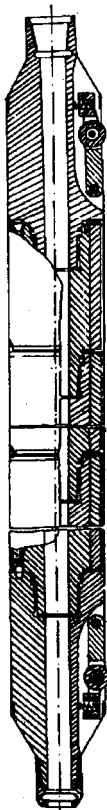


Рис. 6.6. Скважинное устройство на постоянных магнитах

Элементарные магнитные системы размещены по окружности на цилиндрическом немагнитном корпусе 3 таким образом, что обращены друг к другу одноименными полюсами. Такое размещение элементарных магнитных систем позволяет избежать замыкания магнитного поля внутри самого скважинного устройства и, кроме того, приводит к усилению магнитного поля на рабочей поверхности устройства за счет "выталкивания" последнего наружу.

Промежутки между магнитопроводами, а также полости над постоянными магнитами заполнены герметизирующим немагнитным материалом 4. Последний предотвращает шунтирование магнитной системы внутри себя самой и обеспечивает необходимую жесткость конструкции. На рис. 6.6 приведена схема скважинного устройства на постоянных магнитах.

6.3. Скважинное устройство на постоянных магнитах с системой нейтрализации магнитного поля.

Значительное влияние на конструкцию и показатели работы магнитной системы оказывает наряду с видом источника магнитной энергии и материалов магнитопроводов метод управления устройством. Основные функции системы управления устройством заключаются во включении, отключении и, если понадобится, необходимом регулировании магнитной энергии. Рассмотрим особенности и методы реализации этих функций применительно к конструкции устройства скважинного на постоянных магнитах [284].

Включение устройства предусматривает направление магнитного потока из ранее отключенного силового блока в рабочее кольцевое пространство. Известны два метода включения - электрический и механический. Электрический метод может осуществляться простым включением обмоток электромагнита в питающую сеть или с помощью специального импульсного режима намагничивания магнитопровода. Причем импульсный характер включения может быть обусловлен как особенностями самого устройства (например, необходимость намагнитить магниты его силового блока), так и требованиями эксплуатации (например, необходимостью создания магнитного поля на рабочей поверхности устройства). Поскольку рассматриваемое скважинное устройство создано с применением только постоянных магнитов, более подробно на электрическом методе включения магнитного поля останавливаться не будем.

Механическое включение заключается в перемещении одной или нескольких подвижных частей устройства на постоянных магнитах из положения, соответствующего отключенному состоянию, в положение, при котором магнитный поток получает возможность замкнуться через рабочее пространство. Механическое включение приспособлений на постоянных магнитах подразделяют на ручное, гидравлическое, пневматическое и даже с электрическим приводом подвижных частей устройства.

Целью отключения устройства с применением постоянных магнитов является устранение магнитного поля из рабочего объема устройства. Отключение магнитного устройства может производиться одним из трех методов: компенсацией, шунтированием и размагничиванием.

Компенсационный метод отключения устройства с применением постоянных магнитов (его называют в ряде источников нейтрализацией), заключается в том, что магнитный поток электрического контура компенсируется в элементах силового блока (обычно в его полюсах) таким же, но встречно направленным магнитным потоком. В результате контур оказывается запертым, магнитный поток не попадает из силового блока в рабочий объем. Указанная компенсация может осуществляться как постоянными магнитами, так и электромагнитами в зависимости от типа приспособления или устройства. Наиболее распространенным приемом компенсационного управления устройством с применением постоянных магнитов является разделение его на два магнитных блока -

подвижный и неподвижный. Для отключения устройства подвижный блок перемещается относительно неподвижного строго на шаг системы; при этом контактирующие системы двух блоков оказываются обращенными друг к другу противоположными полюсами, взаимно компенсируя магнитный поток в силовом блоке. Подвижный блок выполняют обычно несколько мощнее неподвижного для компенсации остаточного магнетизма контура крепления.

Основные недостатки механических систем компенсации обусловлены магнитным взаимодействием перемещаемых и неподвижных блоков, а также неизбежным зазором между ними. Первое приводит к высоким усилиям отключения, ограничивает размеры устройств и имеет те же недостатки, что и описанные выше системы механического включения. Второе снижает жесткость, а значит, и точность приспособлений.

Отключение устройства с применением постоянных магнитов шунтированием заключается в изменении пути протекания магнитного потока системы таким образом, что он уже не попадает в рабочий объем, а замыкается внутри устройства, то есть определенные элементы устройства при таком методе отключения шунтируют магнитный поток силового блока. Наиболее распространено отключение шунтированием в устройствах, где оно осуществляется путем перемещения подвижного магнитного блока из положения, в котором его магнитный поток замыкался через определенный рабочий объем, в положение, при котором этот поток получает возможность замкнуться по более простому и короткому пути внутри устройства. Шунтирующими элементами обычно служат стальные полосы адаптера, которые во включенном состоянии расположены строго напротив полюсов магнитного блока, а в отключенном перемикают (шунтируют) его разноименные полюсы. Приспособления с постоянными магнитами, управляемые механически, при таком методе отключения оказываются проще конструктивно, чем при компенсационном управлении, поскольку содержат только один магнитный блок, перемещаемый с несколько меньшим усилием; в остальном им присущи те же недостатки, что и всем ранее рассмотренным механическим системам управления.

В целом метод шунтирования обладает существенным недостатком, заключающимся в невозможности уменьшения с его помощью остаточного магнитного вещества в рабочем объеме.

Отключение размагничиванием заключается в электрическом размагничивании магнитной цепи либо отдельных ее частей серией импульсов со специальными характеристиками, посылаемых в катушки магнитных систем. Физически размагничивание ферромагнетика представляет собой дезориентацию его внутренней магнитной структуры, сформировавшейся в результате намагничивания.

В приспособлениях магнитного типа применяют размагничивание как магнитопроводов электромагнитных приспособлений, так и постоянных магнитов, с той лишь разницей, что размагничивание постоянных магнитов реализуется размагничивающими устройствами значительно большей мощности.

Размагничивание является наиболее совершенным методом отключения устройства магнитного типа и обеспечивает минимальный по сравнению с другими методами уровень остаточного магнетизма в рабочем объеме. Вместе с тем размагничивание осуществить достаточно сложно, поэтому вопрос о его применении должен решаться на основе технико-экономического анализа вариантов систем управления устройством.

Однако ни один из рассмотренных методов отключения приспособлений, и даже размагничивание, не может снизить остаточный магнетизм. Это связано с целым рядом причин, среди которых, например, неоднородность и разветвленность магнитопроводов устройств. Поэтому, даже в отключенном состоянии на поверхности магнитной системы остается остаточное магнитное поле, напряженность которого колеблется в зависимости от вида, конструкции устройства, метода отключения и параметров вещества в рабочем объеме.

Таким образом, система управления является определяющей частью любого вида магнитной оснастки и обуславливает ее технические возможности и экономические показатели.

Проведя анализ рассмотренных выше методов отключения магнитного поля применительно к разрабатываемому устройству скважинному на постоянных магнитах, можно сделать следующие выводы.

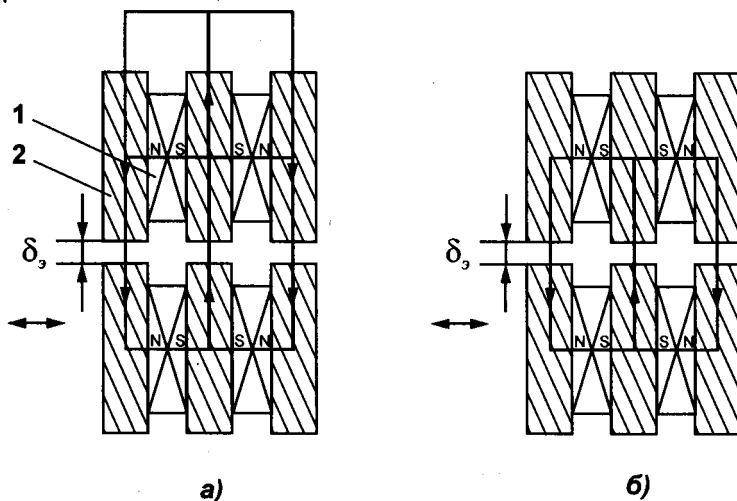


Рис. 6.7. Расположение одного из многополюсных блоков относительно другого в положении "включено" (а) и "выключено" (б): 1 - постоянный магнит; 2 - магнитопровод

Областью применения названного устройства является нефтяная, газовая отрасли промышленности, а также геология. Устройство должно обеспечивать качественное намагничивание участка призабойной зоны скважины для осуществления технологического процесса изоляции и

ограничения водопритоков путем применения магнитоактивных веществ, а также возможность отключения магнитного поля.

Исходя из этого, наиболее применяемым в данной конструкции будет компенсационное отключение магнитного поля, осуществляемое поворотом подвижных блоков магнитной системы на определенный угол, равный шагу системы. Схема компенсационного отключения приведена на рис. 6.7.

Предпочтение компенсационному методу отключения магнитного поля перед другими отдано, исходя из назначения и условий работы скважинного устройства. Ограниченные диаметральные размеры, определяемые диаметром скважины, большие глубины, рабочая среда, содержащая воду, нефть, соли, ПАВы и т. д., затрудняют применение метода размагничивания, требующего подвода электроэнергии, создания размагничивающих устройств большой мощности. Метод же шунтирования вследствие ограниченных диаметральных размеров устройства приведет к потерям мощности последнего во включенном состоянии за счет размера шунтирующих пластин адаптера (см. рис. 6.7а).

Расчет поворотной магнитной системы устройства скважинного на постоянных магнитах по существу сводится к расчету остаточного магнитного поля в рабочем объеме системы при ее выключенном положении.

Магнитная система скважинного устройства, аналогичного по назначению и конструкции, однако без возможности отключения рабочего потока, рассчитана в [218]. Расчет проводится по упрощенному методу и результатом являлось значение напряженности магнитного поля H в определенном рабочем зазоре. В частности, для зазора $\delta = 4$ мм при ширине магнитопровода 3,5 мм напряженности магнитного поля $H = 34000$ А/м.

В случае компенсации магнитного поля системы аналогичной магнитной системой, как показано на рис. 6.7б., решающим в определении остаточного магнитного поля фактором будет являться величина так называемого эффективного зазора δ_3 между неподвижным и подвижным блоком магнитной системы. Зазор δ_3 будет определяться чисто технологическими требованиями.

Согласно выражению для полезной магнитной проводимости [279]

$$G = \mu_0 \frac{S_\delta}{\delta}, \quad (6.1)$$

где μ_0 - магнитная постоянная, Гн/м; S_δ - площадь полезного (рабочего) зазора, м²; δ - величина рабочего зазора, м.

При $\delta = \delta_3 = 0$ проводимость будет бесконечной и магнитный поток полностью компенсируется, т.е. на поверхности магнитной системы, в ее кольцевом рабочем объеме магнитное поле должно отсутствовать.

С другой стороны, эффективный зазор δ_3 величиной больше

межполюсного расстояния, равного длине магнита, полностью исключает возможность компенсации магнитного потока в рабочей зоне.

Таким образом, для расчета остаточного магнитного поля на рабочей поверхности магнитной системы в ее выключенном состоянии для каждого конкретного случая δ , определяемого технологическими возможностями изготовления, необходимо воспользоваться методикой, приведенной в [218] и [279]. Как показали расчеты, для значений зазоров 0,1-0,5 мм величина остаточного поля превышает 300-800 А/м. На рис. 6.8 приведена общая схема скважинного устройства с поворотной системой нейтрализации магнитного поля.

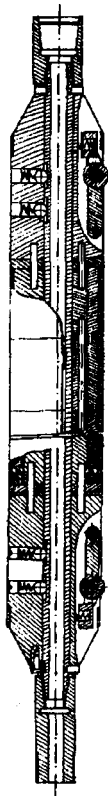


Рис. 6.8. Скважинное устройство на постоянных магнитах с поворотной системой нейтрализации магнитного поля

7. Технология получения нитрата карбамида в промышленных условиях

Проведенные лабораторные исследования химических и физико-химических свойств нитрата карбамида позволили разработать технологическую схему его получения в промышленных условиях.

На рис. 7.1 приведена принципиально-технологическая схема получения нитрата карбамида в промышленных условиях.

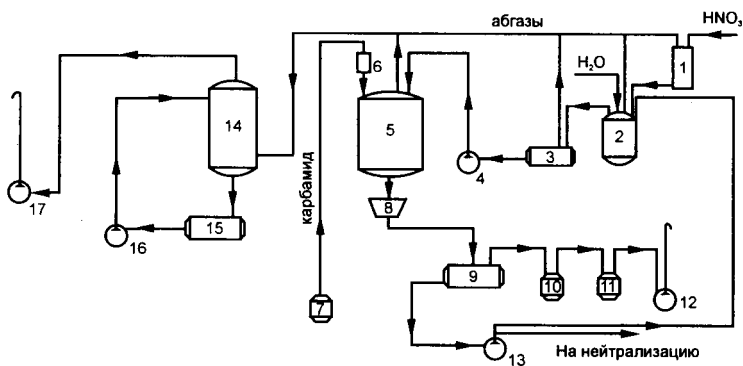


Рис. 7.1. Принципиально-технологическая схема промышленного получения нитрата карбамида

Установка состоит из мерника 1 для концентрированной 98%-ой азотной кислоты, реактора приготовления 50%-ой азотной кислоты 2, сборника для 50%-ой азотной кислоты 3 и насоса подачи 50%-ой азотной кислоты 4. Основным узлом установки является реактор синтеза нитрата карбамида 5, который гидравлически сообщен через мерник-порционник раствора карбамида 6 с аппаратом приготовления раствора карбамида 7. Реактор синтеза нитрата карбамида через трубопроводы последовательно сообщен с фильтром для фильтрации нитрата карбамида 8, сборником фильтрата 9, щелочной (мокрой) подушкой 10, рессивером 11 и вакуум-насосом 12. Сборник фильтрата 9 через насос фильтрата 13 трубопроводом сообщен с реактором приготовления 50%-ой азотной кислоты 2. Через трубопроводы мерник для концентрированной 98%-ой азотной кислоты 1, реактор приготовления 50%-ой азотной кислоты 2, сборник 50%-ой азотной кислоты 3 и реактор синтеза нитрата карбамида сообщены со скруббером 14. В свою очередь скруббер 14 посредством трубопроводов сообщен с емкостью раствора едкого натра (NaOH) 15, насосом 16 и вентилятором 17.

Технология получения нитрата карбамида осуществляется следующим образом.

В мерник 1 подается концентрированная 98%-ая азотная кислота (HNO_3), которая затем поступает в реактор приготовления 50%-ой азотной кислоты 2. Кроме 50%-ой азотной кислоты в реактор 2 подается вода и фильтрат из сборника 9. 50%-ая азотная кислота подается в сборник 3, откуда насосом 4 перекачивается в реактор синтеза нитрата карбамида, где происходит ее реагирование с раствором карбамида. Раствор карбамида приготавливается в аппарате 7 и дозированно подается в реактор 5 через порционный мерник 6. Синтез нитрата карбамида производится в реакторе 5 путем слива раствора карбамида на 50%-ую азотную кислоту. Охлаждение реактора 5 производится оборотной водой. Система охлаждения реактора синтеза нитрата карбамида 5 на схеме не показана. Продукты реакции из реактора 5 подаются на фильтр 8, где производится отделение твердой фракции, из которой после осушки получают порошкообразный нитрат карбамида. Жидкая фракция (фильтрат) поступает в сборник 9 фильтрата, откуда насосом 13 подается в реактор 2 для прохождения повторного цикла, а его излишек подается на нейтрализацию. В сборнике 9 поддерживается вакуум с помощью вакуумной системы, включающей в себя вакуум-насос 12, ресивер 11 и щелочную (мокрую) подушку 10.

Абгазовые сдувки, содержащие окислы азота, из мерника 1, реакторов 2 и 5, сборника 3 очищаются на узле абсорбции, состоящем из скрубера 14, емкости 15, насоса 16 и вентилятора 17. Орошение скрубера производится раствором едкого натра (NaOH) оптимальной концентрации - 8-10%.

Осушенный нитрат карбамида фасуется в полиэтиленовые мешки и упаковывается в мешки из крафт-бумаги.

Товарный нитрат карбамида представляет собой мелкокристаллическое негорючее вещество, имеющее белый, желтоватобелый или желтый цвет и плотность - $1746-1748 \text{ кг/м}^3$. В товарном продукте содержит: 42-48% азотной кислоты; 50-52% карбамида; 1-8% воды. Нитрат карбамида пожаровзрывобезопасное вещество, хорошо растворяющееся в воде.

8. Увеличение производительности скважин управляемыми дисперсными системами на основе нитрата карбамида

8.1. Кислотное воздействие на продуктивные пласты

Применение для повышения производительности скважин различных кислотных обработок позволяет получить значительный прирост добычи нефти и газа [134, 142, 204-207]. Увеличение дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин достигается за счет изменений, происшедших в пористом пространстве коллектора под влиянием растворяющего действия кислот.

Высокая эффективность проводимых кислотных обработок зависит не только от оптимального выбора кислотного состава, но и, в значительной мере, от глубины проникновения активного кислотного раствора в пласт. Поэтому использование для кислотных обработок порошкообразных кислот вполне удовлетворяет этому условию. Кроме того, используя доставку порошкообразной кислоты в неактивной форме, исключается коррозия нефтепромыслового и технологического оборудования [205, 208, 217, 285, 286].

Проведенные лабораторные исследования по изучению породоразтворяющих и коррозионных свойств нитрата карбамида и кислотных композиций на его основе позволили сделать весьма важное заключение о его высокой эффективности. По результатам лабораторных исследований была предложена технологическая схема воздействия на продуктивные пласты кислотными композициями на основе нитрата карбамида. В соответствии с предложенными технологическими схемами на протяжении ряда лет было проведено целый ряд технологических процессов по кислотному воздействию в условиях различных месторождений как Украины, так и других стран (Китай [285], Польша [286]). Для этого подбирались скважины, в которых предыдущие обычные кислотные обработки, проводимые с целью увеличения фильтрационной характеристики пласта, оказались малоэффективными или совсем не эффективными. Воздействие на призабойную зону пласта, в зависимости от литологического состава слагающих пород, осуществляли путем применения дисперсной системы порошкообразного нитрата карбамида в углеводородной жидкости (легкая нефть, конденсат, дизтопливо) и соляной кислоты с добавлением уксусной и фосфорной кислот, ингибитора коррозии и поверхностноактивного вещества (ПАВ). Для увеличения растворяющей способности гранулярного коллектора дополнительно применяли фтористоводородную (плавиковая) кислоту.

Эффективность применения азотнокислотной смеси обеспечивают следующие факторы:

- азотная кислота и продукты ее реакции понижают вязкость нефтей с большим содержанием асфальто-смолистых веществ;

- азотная кислота и продукты реакции с породой оказывают дезмультигирующее действие на обводненную пластовую нефть;

- азотная кислота по сравнению с соляной больше растворяет некоторые компоненты породы пласта (доломит, анкерит, сидерит);

- смесь азотной и соляной кислот при нагреве свыше $45\text{ }^{\circ}\text{C}$, взаимодействуя, выделяет дополнительное тепло;

- азотная кислота и ее смесь с соляной растворяет карбонаты, а также другие компоненты (алевролиты, аргиллиты) породы пласта с образованием водорастворимых азотнокислых солей.

Воздействие на призабойную зону пласта осуществлялось азотнокислотным составом следующего компонентного состава, % мас.:

соляная кислота	10 - 20
уксусная кислота	4 - 6
порошкообразный нитрат карбамида	5 - 10
безводная нефть, дизтопливо или конденсат	10 - 15
вода	остальное;
или	
соляная кислота	15 - 20
фтористоводородная (плавиковая) кислота	2 - 6
уксусная кислота	4 - 6
фосфорная кислота	4 - 8
порошкообразный азотнокислый карбамид	5 - 10
безводная нефть, дизтопливо или конденсат	10 - 15
вода	остальное

Нитрат карбамида для азотнокислотной обработки применялся в порошкообразном виде и нагнетался в скважину в виде дисперсной системы в безводной нефти, дизтопливе или конденсате при соотношении 0,5-1,0 тонны на $1-3\text{ м}^3$ из расчета получения в пласте 5-10 % концентрации азотной кислоты.

Соляная кислота для кислотной обработки применялась 10-20% концентрации. Для получения соляной кислоты 10-20% концентрации товарную кислоту разбавляли пресной водой.

Для осуществления обработки скважин порошкообразными кислотами применялась следующая техника: передвижные насосные установки типа УНБ или типа УН, кислотовозы УНЦ-1 (Азинмаш-30), пескосмесительная установка типа УСП-50, технологические емкости.

Расчет норм расхода кислотного состава зависит от вида кислотного воздействия, очередности обработки и геологопромысловых условий:

- для кислотных ванн объем рабочего кислотного раствора равен объему скважины от забоя до кровли обрабатываемого пласта;

- при первой обработке данным составом удельный расход кислотного состава составляет $0,3-0,5\text{ м}^3$ на 1 м толщины пласта (работающей);

- при второй обработке - 0,6-1,0 м³/м;
- при третьей обработке - 1,1-1,5 м³/м.

Нитрат карбамида для азотнокислотной обработки применялся в порошкообразном виде и нагнетался в скважину в виде дисперсной системы в безводной нефти, дизтопливе или конденсате при соотношении 0,5-1,0 тонны на 1 м³ из расчета получения в пласте азотной кислоты 5-10 % концентрации.

Операции по воздействию на призабойную зону пласта с целью увеличения его продуктивности проводились в следующем порядке. Оборудование, технику соединяли с устьем скважины, манифольдами высокого давления и коммуникациями и опрессовывали на полуторакратное рабочее давление. Восстанавливали циркуляцию жидкости в скважине и определяли приемистость пласта. При отсутствии приемистости пласта устанавливали кислотную ванну. Для этого НКТ допускали до нижних перфорационных отверстий. Затем опрессовывали оборудование на полуторакратное рабочее давление и при открытой затрубной задвижке закачивали в НКТ кислотный раствор в объеме эксплуатационной колонны в интервале перфорации и продавливали его в интервал перфорации. Закрывали скважину и оставляли ее под давлением на 2 часа при карбонатности породы более 10 % и на 4-8 часов - менее 10 %. После выдержки кислоты на забое ее вымывали обратной промывкой из скважины и определяли приемистость пласта.

При наличии приемистости пласта при открытой затрубной задвижке в НКТ закачивали с помощью кислотных насосных установок отдельно растворы соляной кислоты и порошкообразного нитрата карбамида, предварительно затворив порошкообразный нитрат карбамида в безводной нефти, дизтопливе или в конденсате в количестве не более 1 м³ на 500 кг порошка. После закачки кислот в объеме НКТ затрубную задвижку закрывали и закачивали оставшийся кислотный раствор. Последнюю порцию кислотного раствора продавливали в пласт продавочной жидкостью в объеме, равном полуторакратному объему НКТ и эксплуатационной колонны в интервале от нижнего конца НКТ до нижних перфорационных отверстий. После продавки кислоты в пласт скважину закрывали для нейтрализации кислоты на 2 часа при карбонатности породы менее 10 % и на 1 час - более 10 %.

По окончании времени нейтрализации кислотного состава с породой осуществлялся комплекс заключительных работ, включающий дренирование пласта компрессором с целью очистки от продуктов реакции, демонтаж наземного оборудования, подъем НКТ, спуск подземного оборудования и пуск скважины в эксплуатацию.

Эффективность работ оценивалась по изменению показателей работы скважины (дебит, обводненность, проницаемость пласта, коэффициент продуктивности, динамические и статические уровни и т.д.) после воздействия по сравнению с такими же показателями за последний месяц перед обработкой скважины. Результаты проведенных технологических операций приведены в таблицах 8.1-8.5, рис. 8.1. и рис. 8.2.

Таблица 8.1

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ТЕХНОЛОГИИ
ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН НГДУ "ЧЕРНИГОВНЕФТЕГАЗ"
КИСЛОТНЫМИ КОМПОЗИЦИЯМИ НА ОСНОВЕ НИТРАТА
КАРБАМИДА**

Место- рождение, скважина	Тип скважины	Способ эксплуатации		Дебит (приемистость) нефти/воды, т/сутки		Продуктивность, т/сутки, МПа		Давление нагнетания, МПа	
		До обработки	После обработки	До обработки	После обработки	До обработки	После обработки	До обработки	После обработки
Малая Девича 44	Добы- вающая	ПЦЭН	Фон- танный	0,5/0,0	60,0/0,0	0,11	101,90	-	-
Малая Девича 47	Добы- вающая	ПЦЭН	ПЦЭН	12,5/0,0	39,5/8,5	58,80	294,20	-	-
Красляны 2	Добы- вающая	ПЦЭН	ПЦЭН	0,3/4,7	10,5/71,5	1,62	27,30	-	-
Прилуки 4	Добы- вающая	СШН	СШН	0,7/0,6	1,5/0,5	0,48	0,75	-	-
Скороходы 1	Добы- вающая	не было притока	СШН	0,0/0,0	0,0/19,99	0,00	3,30	-	-
Матлахи 27	Нагне- тательная	-	-	30,0	50,0	-	-	13,0	7,6
Скороходы 26	Нагне- тательная	-	-	60,0	74,5	-	-	12,7	7,6
Скороходы 57	Нагне- тательная	-	-	86,0	100,0	-	-	25,0	24,0

Таблица 8.2

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ТЕХНОЛОГИИ ОБРА-
БОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ
СКВАЖИН НГДУ "ДОЛИНАНЕФТЕГАЗ" КИСЛОТНЫМИ
КОМПОЗИЦИЯМИ НА ОСНОВЕ НИТРАТА КАРБАМИДА**

№ п/п	№ скважины	Отло- жения	Перфорация		Исходный дебит				Расход азотнокислотного раствора		Отработано оуток с	Дополнительная добыча			Дополнительная добыча в сутки		
			Интервал, м	Толщи- на, м	нефть, т	вода, м³	газ, тыс. м³	всего, м³	на 1 м эффективной толщины, м³	повышенным дебитом		нефть, т	вода, м³	газ, тыс. м³	нефть, т	вода, м³	газ, тыс. м³
1	100-ПД	Bst Vgd	2717-2774 2792-2882	28,4 44,0	4,5	48,8	0,7	15,0	0,207	979	7635,9	26114	1575	7,8	26,7	1,6	
2	101-ПД	Bst Vgd	2706-2750 2784-2888	32,4 72,0	6,6	58,2	1,0	13,0	0,125	537	1642,7	5832	280	3,1	10,9	0,5	
3	241-Д	Bst Vgd	2488-2557 2581-2660	17,6 62,2	4,5	27,4	0,9	13,0	0,163	-	-	-	-	-	-	-	
4	129-ПД	Bst Vgd	2751-2754 2780-2785	3,2 4,4	4,4	23,3	0,5	13,0	1,71	466	1334,1	10652	311	2,9	22,9	0,7	
5	66-ПД	Bst	2806-2860	34,4	1,05	5,7	0,2	13,0	0,378	118	88,8	487	6,4	0,8	4,1	0,1	
6	77-ПД	Bst Vgd	2795-2887 2891-2894	52,0 3,0	1,2	10,5	0,14	13,0	0,236	-	-	-	-	-	-	-	
7	131-ПД	Bst Vgd	2833-2900 2918-2934	46,1 19,0	2,0	16,7	0,4	13,0	0,200	88	219,8	226	30,7	2,5	2,6	0,4	
8	89-ПД	Bst Vgd	2696-2792 2795-2856	84,4 43,0	4,9	63,5	1,2	13,0	0,102	325	1928,7	4253	474	5,9	13,0	1,5	
9	165-ПД	Bst Vgd	2895-2740 2806-2857	41,0 34,0	1,2	9,9	0,2	13,0	0,173	399	887,7	3807	252	2,2	9,5	0,6	
10	80-ПД	Bst	2782-2840	14,6	5,7	61,8	1,2	13,0	0,890	273	1267,3	1867	294	4,6	6,8	1,1	
11	235-Д	Bst Vgd	2405-2458 2475-2483	11,3 7,0	1,1	31,0	0,2	13,0	0,71	231	649,6	4951	129	2,8	21,4	0,6	
12	106-Д	Bst Vgd	2313-2413 2417-2556	28,0 46,0	1,6	49,9	0,3	13,0	0,176	230	273,9	1168	45,4	1,2	5,1	0,2	
13	35-ПД	Bst	2731-2773	35,6	10,5	52,4	2,06	13,0	0,365	-	-	-	-	-	-	-	

**ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ В НГДУ
"ДОЛИНАНЕФТЕГАЗ" В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНЫХ
ОБРАБОТОК С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НИТРАТА
КАРБАМИДА**

№ п/п	Группы скважин По продуктивным пластам	Количество скважин	Дополнительная добыча			Дополнительная добыча на одну обработку		
			нефти, т	воды, м³	газа, тыс. м³	нефти, т	воды, м³	газа, тыс. м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Продуктивные пласты быстричко-выгодских отложений Долинского месторождения	3	923,5	6119,0	174,4	307,8	2039,7	58,1
2.	Продуктивные пласты быстричко-выгодских отложений Северо-Долинского месторождения	7	13648,9	50884,0	2922,7	1949,8	7289,1	417,5
3.	Продуктивные пласты быстричских отложений Северо-Долинского месторождения	3	1356,1	2354,0	300,4	452,0	784,7	100,1

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ТЕХНОЛОГИИ
ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ
СКВАЖИН ДЖУНЬЮАНСКОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТИ
И ГАЗА (КИТАЙ) КИСЛОТНЫМИ КОМПОЗИЦИЯМИ НА ОСНОВЕ
НИТРАТА КАРБАМИДА**

Месторождение, скважина	Тип скважины, способ эксплуатации	Дебит нефти/воды, т/сутки		Продуктивность, т/сут.-МПа		Приемистость, т/сутки		Давление нагнетания, МПа	
		до	после	до	после	до	после	до	после
		обработки	обработки	обработки	обработки	обработки	обработки	обработки	обработки
Пучжен 3-338	Добывающая, СШН	2,0/1,0	8,0/1,5	0,18	1,25	-	-	-	-
Пучжен 3-272	Добывающая, СШН	1,0/3,3	6,0/19,0	0,37	2,91	-	-	-	-
Вэнь 90-20	Добывающая, СШН	3,5/4,7	11,8/5,3	0,71	2,22	-	-	-	-
Вэнь 82-39	Добывающая, СШН	4,0/0,0	14,0/0,0	0,32	2,57	-	-	-	-
Чиан 21-17	Добывающая, СШН	4,9/1,3	8,0/1,7	0,38	2,73	-	-	-	-
Пун 3-374	Добывающая, СШН	2,1/15,6	8,5/17,1	0,27	3,21	-	-	-	-
Вэнь 82-26	Нагнета- тельная	-	-	-	-	29,0	127,0	33,0	27,0
Пун 2-179	Нагнета- тельная	-	-	-	-	53,0	150,0	16,0	15,0
Чиан 21-5	Нагнета- тельная	-	-	-	-	34,0	62,0	26,0	16,0

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ТЕХНОЛОГИИ
ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН ЗЕЛЕНГУРСКОГО
ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТИ И ГАЗА (ПОЛЬША) КИСЛОТНЫМИ
КОМПОЗИЦИЯМИ НА ОСНОВЕ НИТРАТА КАРБАМИДА**

Месторождение № скважины	Тип коллектора	Тип скважины	Дебит газа (Q_{abs}), тыс. м ³ /сутки	
			До обработки	После обработки
Радзендз - 20	карбонатный (доломит)	добывающая	12,96	120,96
Вилкув - 38	терригенный (песчаник)	добывающая	56,16	63,36
Папроць - 40	терригенный (песчаник)	добывающая	54,72	128,16
Папроць - 36	Терригенный (песчаник)	добывающая	18,72	46,08
Гура - 23	Терригенный (песчаник)	добывающая	15,84	33,12

Таблица 8.6

**ЗАВИСИМОСТЬ ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ НИТРАТА
КАРБАМИДА ОТ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В ИСХОДНОМ ПРОДУКТЕ**

Содержание воды, масс. %	Максимальное давление, которое создают газообразные продукты сгорания, МПа	Адиабатическая температура продуктов сгорания, К	Средняя молекулярная масса продуктов сгорания	Число молей в рабочем теле	Равновесное состояние рабочего тела, масс. %								Баллистическая сила ГОС, м/с	Конденсированная фаза в продуктах сгорания, мас. %
					H ₂	N ₂	NH ₃	CO	CO ₂	H ₂ O	CH ₄			
0	953	1941	24,1	41,3	0,47	34,41	0,11	8,44	23,60	32,90	-	6,66	-	
5	889	1782	23,9	42,0	0,49	32,70	0,14	7,11	23,81	35,71	-	6,22	-	
10	826	1632	23,5	42,6	0,51	30,92	0,19	1,67	24,04	38,55	-	5,78	-	
20	702	1357	22,9	43,5	0,42	27,41	0,26	2,63	24,17	44,64	0,45	4,91	-	
30	576	1094	22,5	44,3	0,22	23,97	0,25	0,55	22,43	51,65	0,94	4,03	-	
50	269	462	21,2	47,0	-	17,24	-	-	15,47	68,16	1,09	1,88	-	

Режим расчета: $T, V = \text{const.}$

Таблица 8.7

**ЗАВИСИМОСТЬ ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ 50 %-НОГО
ВОДНОГО РАСТВОРА НИТРАТА КАРБАМИДА ОТ СОДЕРЖАНИЯ ГРС**

Содержание воды, мас. %	Максимальное давление, которое создают газообразные продукты сгорания, МПа	Адиабатическая температура продуктов сгорания, К	Средняя молекулярная масса продуктов сгорания	Число молей в рабочем теле	Равновесное состояние тела, мас. %								Баллистическая сила ГОС, м/с	Конденсированная фаза в продуктах сгорания, мас. %		
					H ₂	N ₂	NH ₃	CO	CO ₂	H ₂ O	CH ₄	At ₂ O ₃		Na ₂ CO ₃	NaOH	
0	262	482	21,2	47,0	-	17,24	-	-	15,47	66,18	1,09	1,88	-	-	-	
10	552	1133	20,2	43,0	0,94	15,17	0,46	0,34	6,42	54,10	1,88	4,05	10,0	10,4	-	
30	720	1904	24,6	40,6	3,22	11,52	0,68	4,55	2,04	23,07	1,30	6,40	30,0	-	23,5	

Режим расчета: $T, V = \text{const.}$

Таблица 8.8

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ ПАРАФИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ИЗ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Скважина, месторождение	Радиус парафинизации, м	Оптимальное забойное давление МПа	Дебит		Дополнительная добыча нефти, т
			до обработки, т/сут	после обработки, т/сут	
25, Луквинское	1,45	6,364	12,0	18,0	908,0
53, Быстрицкое	0,22	9,601	9,1	12,3	607,0
32, Луквинское	0,66	4,953	10,0	10,8	244,0
603, Битковское	0,62	6,923	3,2	4,2	194,0
35, Луквинское	0,87	5,189	5,3	6,8	322,0
25, Луквинское (повторно через 3 года)	1,37	6,444	3,9	10,0	93,0
21, Луквинское	1,28	5,985	4,1	8,2	160,0

Таблица 8.9

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ТЕХНОЛОГИИ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ В СКВАЖИНЫ

Месторождение	№ скважины	Дебит нефти, т/сут; газа, м ³ /сут*		Обводненность, %; ГВФ, г/м ³ **	
		До обработки	После обработки	До обработки	После обработки
		Леляковское	51	0,80	3,57
— " —	52	0,10	0,15	99,92	99,88
— " —	152	10,00	13,20	97,41	96,60
Варьганское	942	21,30	36,80	70,86	52,39
— " —	1159	3,50	44,80	92,10	62,70
— " —	1240	41,00	24,60	78,14	82,45
Долни-Дыбник	45	0,00	1,20	100,00	90,00
— " —	84	0,70	1,00	97,02	92,00
Ярослав	12	8496,0*	23040,0*	6920**	109**

ГВФ - газовойдяной фактор

Таблица 8.10

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ТЕХНОЛОГИИ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ В СКВАЖИНЫ

Скважина	Дебит нефти, т/сут		Обводненность, %		Динамический уровень, м	
	До обработки	После обработки	До обработки	После обработки	До обработки	После обработки
	Ху 12-50	1,8	4,2	93,0	86,0	1140
Ху 2-8	1,3	3,2	96,8	95,4	1023	1517
Ху 7-153	1,3	3,9	98,0	95,0	511	938
Ху 7-33	1,4	5,1	98,3	94,2	817	1171
Мин 1-23	0,6	4,3	98,4	93,5	773	1056
Мин 45	0,0	-	100	-	-	-

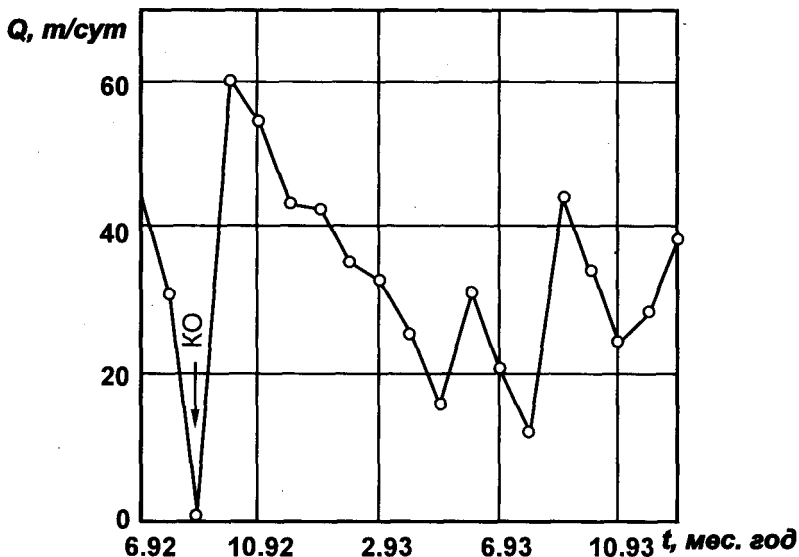


Рис. 8.1. Динамика изменения среднесуточного дебита скважины 44 месторождения Малая Девица до и после проведения воздействия кислотной композицией на основе нитрата карбамида: КО - кислотная обработка

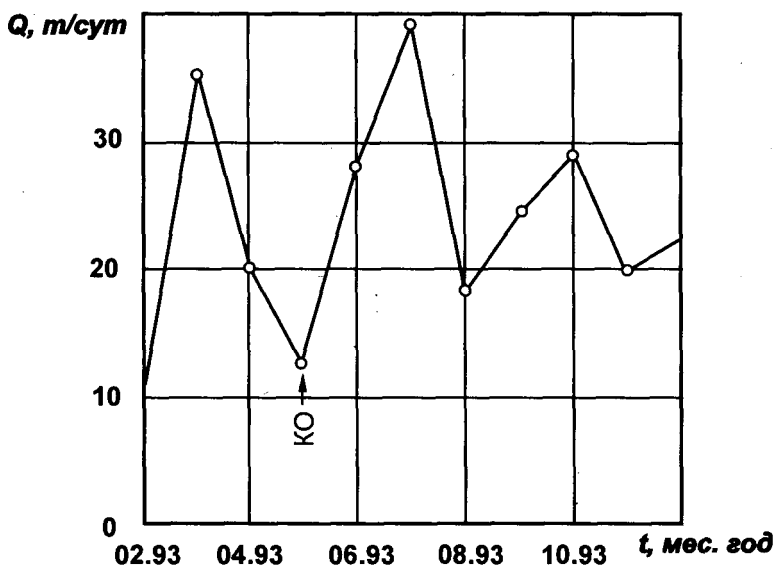


Рис. 8.2. Динамика изменения среднесуточного дебита скважины 47 месторождения Малая Девица до и после проведения воздействия кислотной композицией на основе нитрата карбамида: КО - кислотная обработка

Анализируя данные полученные в результате испытаний технологии повышения производительности скважин путем применения порошкообразного нитрата карбамида, можно отметить следующее.

Технология весьма эффективна для применения в условиях терригенных и карбонатных коллекторов. Она позволяет одинаково эффективно производить обработки призабойной зоны пластов как в поровом, так и трещиновато-поровом и трещинном коллекторе. Использование технологии возможно в достаточно широком интервале глубин, давлений и температур. Она применима для месторождений как обычных, так и высоковязких нефтей в различных климатических условиях. Поэтому с уверенностью можно констатировать, что промысловые испытания технологии обработки призабойной зоны пластов кислотными композициями на основе порошкообразного азотнокислого карбамида убедительно доказали высокую эффективность и целесообразность ее применения.

Таким образом, применение предложенного метода повышения производительности скважин позволяет увеличить глубину проникновения кислотного раствора в пласт и снизить коррозию нефтепромыслового и скважинного оборудования, что, в свою очередь, повысит эффективность кислотных обработок и, как следствие, увеличит продуктивность или приемистость скважин.

8.2. Комплексная обработка призабойной зоны скважин

Практически все методы воздействия на призабойную зону продуктивного пласта активными химическими реагентами базируются на восстановлении или увеличении проницаемости порового пространства в призабойной зоне продуктивного пласта за счет растворения и деспергирования неорганических и органических осадков, которые накопились там или в процессе формирования самой пористой среды, или в процессе вскрытия, освоения и эксплуатации продуктивного пласта. Кроме того, в процессе кислотного воздействия на пласт происходит растворение матрицы породы и минеральных включений. Химические и физико-химические процессы, которые происходят в пористой среде при воздействии на призабойную зону продуктивного пласта активными химическими реагентами, приводят к образованию и накоплению в поровом пространстве продуктов реакций. Кроме того, некоторые из продуктов реакции являются изначально нерастворимыми или на протяжении определенного времени и при существующем показателе pH постреакционной среды способны образовывать гелеобразные образования. Все это приводит к снижению эффективности воздействия на призабойную зону продуктивного пласта, или даже к получению отрицательного результата.

Многолетние исследования, как в лабораторных так и в

промысловых условиях, позволили создать целый ряд операций и технологических приемов, которые позволяют предотвратить и избежать нежелательных результатов при воздействии на продуктивный пласт активными химическими реагентами. В чем же состоит этот комплекс работ?

Для получения высокого эффекта от воздействия активными химическими реагентами на продуктивный пласт необходимо, в первую очередь, качественно провести подготовительные работы. К ним относятся: промывка ствола скважины водным раствором моющего поверхностно-активного вещества (ПАВ); удаление асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПВ) с поверхности порового пространства призабойной зоны продуктивного пласта (ПЗП); гидрофилизация поверхности порового пространства ПЗП; кислотные ванны. Далее проводят глубокую обработку продуктивного пласта активными химическими реагентами. После чего переходят к выполнению заключительных операций: удаление (как можно быстрее после воздействия активными химическими реагентами) продуктов реакций из ПЗП; гидрофобизация поверхности порового пространства ПЗП; пуск скважины в работу. Здесь необходимо отметить, что в зависимости от различных условий и влияющих факторов комплекс работ может существенным образом изменяться. Так, например, при условии если скважина эксплуатируется насосным оборудованием необходимо до и после проведения работ по комплексному влиянию на продуктивный пласт выполнить качественное глушение скважины некольматирующими растворами.

В качестве примера отрицательного влияния одного из факторов, а именно, времени начала освоения скважины после проведения кислотной обработки с использованием соляной, фосфорной, порошкообразной азотной (нитрат карбамида) кислот и фтористоводородной кислоты в виде бифторид-фторид аммония (БФФА), можно убедиться, изучая соответствующие материалы [286]. Комплекс работ по кислотному воздействию на продуктивный пласт были проведены параллельно на скважинах 40 и 36 газового месторождения Папроць (Польша). Скважины расположены на расстоянии 250 м одна от одной и имеют приблизительно одинаковые геологопромысловые параметры. Продуктивный горизонт представлен отложениями песчаников, так называемого красного спонговца. Глубина продуктивных отложений составляет 2615-2692 м. В скважинах было установлено по одной кислотной ванне с удалением продуктов реакции с помощью жидкого азота и выполнена кислотная обработка продуктивного пласта с дальнейшим удалением продуктов реакций жидким азотом. Отличие освоения этих скважин после проведения кислотной обработки состояла в том, что в случае с освоением скважины 36 удаление продуктов реакций в которой было начато приблизительно через 14 часов, на скважине 40 оно было начато сразу же после прекращения закачки продавочной жидкости. Результаты проведенных работ приведен на рис. 8.3 и рис. 8.4. Анализируя их, можно с уверенностью констатировать, что

время нахождения пореакционной смеси (около 14 часов) в ПЗП скважины 36 отрицательно повлияло на результат самой кислотной обработки. Так, если бы удаление продуктов реакций на скважине 36 было начато сразу же после закачки продавочной жидкости, равно как и на буровой скважине 40, то можно бы было надеяться, что в этом случае дебит скважины 36, после проведения кислотной обработки, мог бы составить (в соответствии со скважиной 40) величину где-то 25-30 м³/мин.

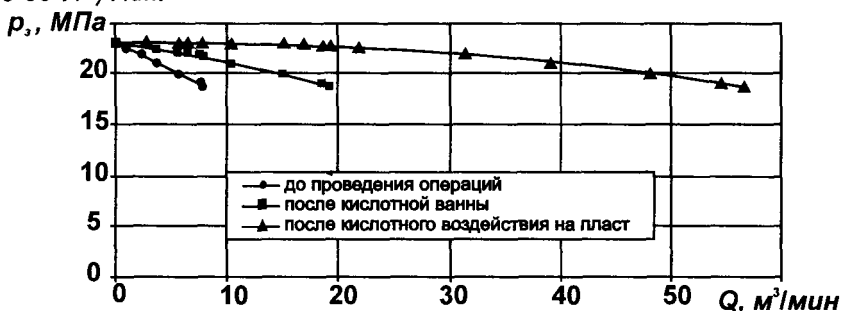


Рис. 8.3. Сравнение продуктивных характеристик скважины 40 месторождения Папроць (Польша) до и после проведения операций по воздействию на пласт

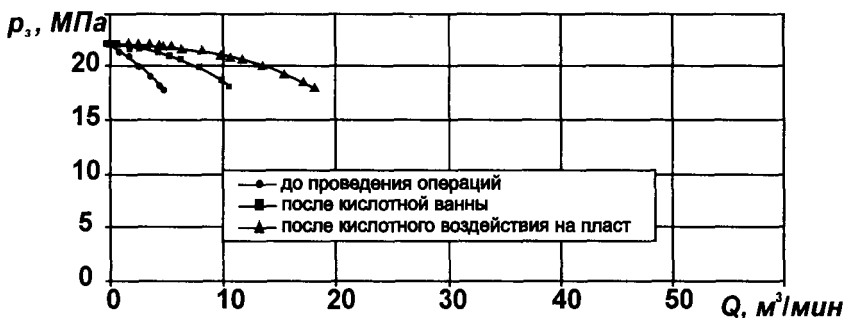


Рис. 8.4. Сравнение продуктивных характеристик скважины 36 месторождения Папроць (Польша) до и после проведения операций по воздействию на пласт

Другим примером может послужить разработанная нами технология комплексного воздействия на призабойную зону нагнетательных скважин. Она была использована для восстановления поглощающей способности тех нагнетательных скважин НГДУ "Долинанефтегаз", на которых предшествующие кислотные обработки не дали положительного результата.

Комплексная технология воздействия на продуктивные пласты нагнетательных скважин с целью восстановления их поглощающей способности включает следующие операции:

1. Промывка скважины 1%-ным раствором ПАВ (использовался "Пиноп").

2. Первая кислотная ванна: раствор ингибированной соляной (15%) и уксусной кислот (1%) с 1%-м содержанием деэмульгатора ПМ.

3. Удаление продуктов реакции после 1-ой кислотной ванны.

4. Вторая кислотная ванна: раствор фосфорной (10%) и фтористоводородной кислот (4%) с 1%-м содержанием деэмульгатора ПМ. В случае отсутствия фтористоводородной кислоты использовали бифторид-фторид аммония.

5. Удаление продуктов реакции после 2-ой кислотной ванны.

6. Глубокая обработка призабойной зоны пласта следующим раствором: ингибированная соляная кислота (15%), фтористоводородная кислота (4%), фосфорная кислота (5%), уксусная кислота (1%), нитрат аммония, с 1%-м содержанием деэмульгатора ПМ.

7. Освоение скважины под нагнетание воды.

Результаты промышленного внедрения технологии показали ее высокую эффективность. Они были проведены на нагнетательных скважинах №№ 99, 103, 167 Северо-Долинского нефтяного месторождения. Все операции оказались эффективными, приемистость скважин была значительно повышена.

Так, например, на скважине № 167 получены такие результаты:

- приемистость до обработке - 47 м³ в сутки;
- приемистость после обработки - 300 м³ в сутки;
- за период 1998-1999 года дополнительная закачка воды составила 140 тыс. м³.

По другим скважинам приемистость была увеличена на такой же порядок.

Таким образом, проведенные работы доказали, что использование комплексных обработок призабойной зоны нагнетательных скважин НГДУ "Долинанефтегаз" химическими реагентами есть достаточно эффективными и дают возможность значительно повысить их приемистость.

Подытоживая все вышеизложенное, можно с уверенностью констатировать, что предложенный подход к выполнению воздействия на продуктивные пласты активными химическими реагентами может дать довольно высокие показатели эффективности не только в случае выполнения какого-то отдельного звена технологического процесса, а лишь тогда, когда качественно выполняются все этапы воздействия, включая подготовительные и заключительные работы.

8.3. Термохимическое воздействие на призабойную зону продуктивного пласта дисперсной системой на основе нитрата карбамида

Для удаления отложений асфальто-смоло-парафиновых веществ из призабойной зоны пласта применяется, как указывалось выше, ряд методов, которые обеспечивают плавление отложений: нагнетание пара,

горячей воды или нефти, прогрев прискважинной зоны разнообразными нагревателями, и т. д.

Для повышения эффективности обработок призабойных зон пластов на месторождениях с парафинистыми и асфальтосмолистыми нефтями перспективным также есть применение методов термохимического воздействия на призабойную зону пласта. Так, например, эффективное термохимическое воздействие может быть достигнуто при взаимодействии нитрата карбамида с нитритом натрия [205].

Применение этих реагентов позволяет повысить температуру обрабатываемой зоны пласта в среднем на 250-270 °С, которой вполне достаточно чтобы расплавить находящиеся в ней парафинистые и асфальтосмолистые отложения. Следует отметить также, что, поскольку термохимическая реакция происходит непосредственно в призабойной зоне пласта, технология обеспечивает отсутствие коррозии нефтепромыслового и скважинного оборудования.

Для определения условий проведения реакции и оптимального соотношения компонентов были проведены лабораторные исследования термохимического процесса - реакции взаимодействия нитрата карбамида с нитритом натрия.

Поскольку один из компонентов - нитрат карбамида в водных растворах распадается на карбамид и азотную кислоту и становится коррозионноактивным, то этот компонент реакции вводится в скважину, как и в случае с кислотным воздействием, в виде дисперсной системы в углеводородной жидкости - дизельном топливе. Нитрит натрия растворяют в минимальном количестве пресной (либо пластовой) воды.

При контакте дисперсной системы нитрата карбамида с водой комплексная соль азотнокислого карбамида распадается на исходные компоненты- азотную кислоту и карбамид, которые взаимодействуют между собою и с нитритом натрия с выделением большого количества тепла:



где Q - тепловой эффект реакции, рассчитанный по закону Гесса, который составляет 789 кДж.

Поскольку азотная кислота вводится в реакционную смесь в неактивном (не коррозионноактивном) виде, то есть в виде нитрата карбамида с соотношением компонентов (карбамид и азотная кислота) 1:1, то для того, чтобы нитрит натрия прореагировал полностью, необходимо, чтобы 1 моль нитрита натрия взаимодействовал с 2 молями нитрата карбамида. Проведенные лабораторные исследования подтвердили, что реакция идет до конца (до полного использованию нитрата натрия) при молярном соотношении нитрата карбамида и нитрита натрия 2:1. Исходя из этого массовое соотношение компонентов, вступающих в реакцию, должно отвечать следующему - 3,6 кг (нитрата карбамида) и 1 кг (нитрита натрия)

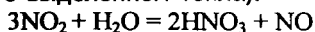
При этом, для приготовления дисперсной системы с содержанием 3,6 кг нитрата карбамида нужно 1,3-1,7 л дизельного топлива или конденсата, а для получения насыщенного раствора с содержанием 1 кг нитрита натрия необходимо 1,5-1,7 л воды. При этом часть карбамида, который образовался после распада комплекса не вступает в реакцию с другими компонентами. Избыточное же содержание карбамида в пореакционной среде не может вызвать никаких осложнений при реализации способа.

В расчета на 1 кг нитрата карбамида, который вступает в реакцию, тепловой эффект реакции составляет 13150 кДж.

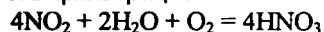
Если рассчитать количество тепла на 1 м³ смеси всех трех реагентов - нитрита натрия, карбамида и азотной кислоты (с учетом 60% концентрации азотной кислоты, которая используется для изготовления нитрата карбамида), то получим тепловой эффект 1367,5 МДж. Повышение же температуры составит 256 °С. Количество тепла, что выделяется при этом, достаточно для расплавления асфальто-смоло-парафиновых отложений и растворения их в дизельном топливе или конденсате.

При окислительно-восстановительном взаимодействии атомов азота разной валентности, которые входят в состав компонентов термохимического процесса, получается ряд азотосодержащих соединений, включительно с существенными объемами бурого газа - двуокиси азота (NO₂).

NO₂ - является сильным окислителем. При его контакте с водой образуется азотная кислота (реакция экзотермическая и также протекает с выделением тепла):



Если растворение двуокиси азота в воде происходит в присутствии кислорода (вода, которая используется для поддержания пластового давления насыщенная воздухом), основное количество двуокиси азота превращается в азотную кислоту и, таким образом, концентрация азотной кислоты, которая взаимодействует с породами пласта, повышая его фильтрационные свойства, еще больше возрастает:



Итак, вследствие взаимодействия нитрита натрия с нитратом карбамида не только выделяется большое количество тепла, что позволяет прогреть значительный объем пласта и достичь расплавления парафинистых и асфальто-смолистых отложений, но и образуется азотная кислота, которая взаимодействует с породами пласта и как кислота, и как окислитель, увеличивая фильтрационные свойства обработанной зоны.

Для того, чтобы кислотное действие на пласт сделать комплексным при увеличении проницаемости призабойной зоны пластов с терригенными коллекторами (песчаники, алевролиты), проведение технологического процесса термохимической реакции взаимодействия нитрита натрия с нитратом карбамида целесообразно дополнить обработкой призабойной зоны пласта глинокислотой.

Испытания технологии термохимического воздействия на призабойную

зону продуктивного пласта дисперсной системой на основе нитрата карбамида проводили в НГДУ "Долинанефтегаз", для чего были подобраны в результате анализа фонда и гидродинамических исследований следующие скважины Спасского месторождения: 9, 32 и 52.

Технология проведения термохимического воздействия заключается в следующем.

Поднимали скважинное оборудование. Спускали насосно-компрессорные трубы (НКТ) в интервал перфорации эксплуатационной колонны. Обвязывали устье скважины со спецтехникой, необходимой для проведения технологического процесса и опрессовывали коммуникации на давление, которое превышает ожидаемое рабочее давление в 1,5 раза. Затем восстанавливали в скважине циркуляцию. Промывали ее 1%-ным водным раствором ПАВ в полном объеме. Готовили непосредственно у скважины водный раствор нитрита натрия, дисперсную систему нитрата карбамида в дизтопливе и раствор глиноукислоты. Далее последовательно закачивали в скважину по НКТ, при открытом затрубном пространстве, 2 м³ водного раствора нитрита натрия, 400 л буферной жидкости (дизтопливо), 3,6 м³ дисперсной системы нитрата карбамида в дизтопливе, 300 л буферной жидкости (дизтопливо), 6 м³ раствора глиноукислоты. Закачку при открытом затрубном пространстве проводили до момента вытеснения раствора нитрита натрия в затрубное пространство (объем закачки реагентов в этот момент равнялся объему НКТ плюс объем раствора нитрита натрия). После вытеснения раствора нитрита натрия в затрубное пространство, начинали одновременную продавку раствора нитрита натрия и дисперсной системы нитрата карбамида в дизтопливе двумя насосными агрегатами по НКТ и затрубному пространству в пласта. Закрывали затрубное пространство. И при закрытом затрубном пространстве продавливали по НКТ в пласт остаток раствора глиноукислоты продавочной жидкостью (вода) в объеме, который превышает объем НКТ в 1,2 раза. Оставляли скважину на реагирование рабочих растворов в призабойной зоне пласта на протяжении 0,5 часа. По окончании времени реагирования осваивали скважину компрессором и запускали ее в эксплуатацию.

Для расчета эффекта теплового воздействия на призабойную зону продуктивного пласта воспользуемся методом, предложенным Э.Б.Чекалюком и описанным в работе [270].

Суть метода дословно заключается в следующем.

Для плоскорадиального пласта приращение конвективного расхода тепловой энергии, которая переносится потоком нагнетаемой жидкости, определяется по формуле:

$$\frac{\partial q_{жс}}{\partial r} = C_{жс} Q_{жс} \frac{\partial T}{\partial r}, \quad (8.1)$$

где $q_{жс}$ - расход тепловой энергии конвективного потока, Дж/с; $C_{жс}$ - теплоемкость нагнетаемой жидкости, Дж/м³ °С; $Q_{жс}$ - расход нагнетаемой жидкости, м³/ч; T - температура нагнетаемой жидкости, °С; r - радиус скважины, м.

Расход тепловой энергии, которая поглощается элементарным

объемом пористой среды, определяется как прирост температуры этого элемента объема во времени:

$$\frac{\partial q_n}{\partial t} = +2\pi hr C_n \frac{\partial T}{\partial t}, \quad (8.2)$$

где q_n - расход тепловой энергии на нагрев или охлаждение пласта, Дж/с; C_n - теплоемкость пласта, Дж/м³ °С; h - толщина пласта, м; t - время, с.

Приращение радиального теплопроводного расхода тепловой энергии q_λ

$$\frac{\partial q_\lambda}{\partial r} = -2\pi hr \lambda \left[\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial T}{\partial r} \right], \quad (8.3)$$

где λ - коэффициент теплопроводности, Дж/м с·°С.

Баланс расходов (8.1), (8.2), (8.3) дает следующее дифференциальное температурное уравнение в частных производных:

$$\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} [1 - 2K] \cdot \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{1}{a} \cdot \frac{\partial T}{\partial t}. \quad (8.4)$$

Коэффициент теплопроводности $a = \lambda / C_n$ измеряется в м²/с. Безразмерный коэффициент

$$K = \frac{C_{ж} Q_{ж}}{4\pi h \lambda}, \quad (8.5)$$

будем называть параметром сходства температурного поля пласта.

Допустим, что начальная температура пласта $T = T_n$, температура нагнетаемой в пласт жидкости $T = T_{ж}$. Жидкость вводится в неограниченный пласт по оси скважины ($r=0$).

Этим условиям отвечает следующее решение дифференциального уравнения (8.3):

$$T = T_n - \frac{T_n - T_{ж}}{C} \int_x^\infty e^{-x^2} x^{2K-1} dx, \quad (8.6)$$

где аргумент:

$$x = \sqrt{\frac{C_n \cdot r^2}{4\lambda \cdot t}}. \quad (8.7)$$

Постоянная C равняется интегралу правой части решения (8.6) в пределах от 0 до ∞ .

Характер температурных кривых, которые определяются функцией (8.6), зависит от значения безразмерного параметра подобия K .

Для порядковых значений числа K интеграл (8.6) определяется как сумма элементарных функций:

$$T = T_n - (T_n - T_{жс}) e^{-x^2} \sum_{n=0}^{K-1} \frac{x^{2n}}{n!}. \quad (8.8)$$

Используя данные скважины № 32 и результаты проведения термохимического воздействия:

Толщина пласта, м	$h=6$
Объемный расход нагнетаемой жидкости, м ³ /ч	$Q_{ж}=4200$
Суммарное количество жидкости, м ³	$V_{ж}=6$
Теплоемкость нагнетаемой жидкости, кДж/м ³ ·°С	$C_{ж}=1000$
Теплоемкость пласта, кДж/м ³ ·°С	$C_n=2940$
Коэффициент теплопроводности, кДж/м·ч·°С	$\lambda=4,2$
Температура нагнетаемой жидкости, °С	$T_{ж}=276$
Температура пласта, °С	$T_n=36$

определим по формуле (8.5) параметр K :

$$K = \frac{4200 \cdot 10}{4 \cdot 3,14 \cdot 6 \cdot 4,2} = 132,7$$

Тогда температурное поле пласта, при нагнетании жидкости термохимического воздействия, определяется по температурным кривым соответственно (8.8).

Результаты расчетов в виде температурного профиля пласта при нагнетании в пласт жидкости термохимического воздействия приведены на рис. 8.5. На рис. 8.5. показаны четыре температурные кривые: по истечении 0,25 ч, 0,5 ч, 1 ч и 3 ч от начала нагнетания в призабойную зону пласта жидкости термохимического воздействия.

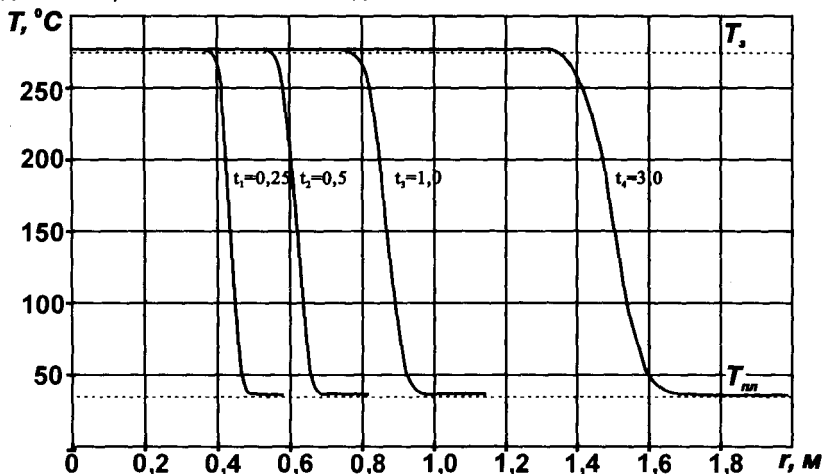


Рис. 8.5. Температурный профиль пласта при нагнетании в скважину жидкости термохимического воздействия

Как видно из результатов исследований, термохимическое воздействие на призабойную зону пласта с применением нитрата карбамида и нитрата натрия позволяет поднять температуру в ней выше температуры плавления парафинов, что, в свою очередь, позволит эффективно удалять парафинистые отложения из порового пространства и, в конечном итоге, приведет к увеличению производительности скважин.

В результате проведенных работ дебит скважин увеличился в 1,2-2,0 раза, из чего можно сделать вывод об эффективности разработанной технологии увеличения производительности нефтяных скважин путем термохимического воздействия на призабойную зону пласта и рекомендовать ее к использованию на нефтяных месторождениях с горно-геологическими условиями, продуктивный разрез которых представлен терригенными коллекторами, и в которых снижение производительности связано со снижением фильтрационных свойств призабойной зоны за счет формирования в ней парафиновых и асфальто-смолистых отложений.

8.4. Использование нитрата карбамида в режиме горения для внутрипластовой обработки скважин

Как указывалось выше, нитрат карбамида и кислотные композиции на его основе есть эффективными реагентами, которые растворяют породы продуктивных пластов. Выше были приведены результаты исследования скорости растворения мрамора, глинистых компонентов, кварца и других составляющих пород-коллекторов в растворах соляной и азотной кислот, а также в растворах нитрата карбамида и композиций на его основе. Исследованиями доказано, что как нитрат карбамида, так и композиции на его основе увеличивают проницаемость как карбонатных, так и силикатсодержащих коллекторов.

Водные растворы нитрата карбамида можно также рассматривать и как высокоэнергетическую горюче-окислительную систему (ГОС), разложение которой можно использовать в процессах термохимической внутрипластовой обработки нефтегазоконденсатных скважин [287].

Положительный опыт использования ГОС, которая представляет собой пастообразные, суспензионные или жидкие водные растворы смеси горючего и окислителя, описан в работах [288, 289]. В этих работах приведены преимущества ГОС над пороховыми газогенераторами и баллистическими зарядами, а также их общие свойства, которые обеспечивают прежде всего:

- безопасность использования, в частности нетоксичность самих систем и продуктов их горения;
- доступность компонентов и их низкую стоимость;
- способность вспыхивать от штатных средств поджигания;

- стойкость горения в широком диапазоне начальных давлений и температур, которые отвечают пластовым условиям;

- относительно низкую вязкость, которой достаточно для проникновения смеси в трещины и поры для их расширения, разрыва и возможности теплового действия на пласт.

Водный раствор нитрата карбамида при соответствующей организации технологического процесса отвечает всем приведенным условиям и как горючая система характеризуется высокими энергетическими показателями. В табл. 8.6 представлены результаты термодинамических расчетов, которые выполнены на ЭВМ с использованием пакетов прикладных программ (ППП) "Сапр-Плазма" в изохорно-изотермическом режиме. ППП "Сапр-Плазма" отличается от пакета программ [290], которые традиционно используют, расширенным банком исходных данных термодинамических параметров.

В расчетах исходят из того, что 1 кг горюче-окислительной системы размещают в минимальном объеме (его определяют по плотности исходных компонентов) и сжигают до равновесного состояния (рабочего тела).

Из таблицы видно, что разбавление нитрата карбамида водой ведет к снижению термодинамических параметров продуктов горения. Однако основные характеристики (адиабатическая температура, давление, баллистическая сила) остаются довольно высокими даже при условии содержания в горюче-окислительной системе 30 % воды. Расчет последнего параметра, баллистической силы, производили по формуле [291]

$$F_6 = R_0 M T, \quad (8.9)$$

где R_0 - универсальная газовая постоянная, которая равняется 8,314 кДж/кг; M - число молей газообразных продуктов, которые получаются во время сжигания 1 кг ГОС; T - адиабатическая температура рабочего тела, K .

Химический процесс горения водного раствора нитрата карбамида теоретически возможен при любых соотношениях компонентов, но практически произвести поджог системы, которая содержит свыше 15-20% вод, очень сложно. Поэтому для перевода обводненных систем в режим горения рекомендуется использовать гидрореагирующие составы (ГРС) [292]. В этом случае содержание воды может изменяться в широком диапазоне. Доказано, что ГРС, находясь в среде сильного окислителя (в данном случае азотной кислоты), выборочно вступает в реакцию с водой. При этом выделяется водород и создаются условия для самоподжога и стойкого горения ГОС.

С добавкой ГРС термодинамические параметры горюче-окислительной системы резко возрастают (табл. 8.7). Так при условии введения в 50 %-ной водный раствор нитрата карбамида 10 % ГРС,

которое представляет собой композиционную смесь алюминия и гидрида натрия в соотношении 1:1, адиабатическая температура повышается с 482 до 1133 К, добавка же 30 % ГРС увеличивает ее до 1904 К. Соответственно происходит увеличение давления от 262 до 552 и 720 МПа. Баллистическая сила ГОС, которую традиционно используют [287-289], находится в границах $5,0-5,7 \cdot 10^5$ м/с.

Таким образом, в соответствии с табл. 8.6 и 8.7, нитрат карбамида и его водные растворы представляют собой высокоэнергетическую газогенерирующую, экологически чистую горюче-окислительную систему. Нагнетание этих горюче-окислительных систем в интервал перфорации или призабойную зону нефтегазоконденсатных скважин и перевод их в режим горения с помощью ГРС есть ничем иным, как многофункциональным технологическим процессом, который обеспечивает:

- растворение органических и неорганических соединений;
- трещинообразование за счет резкого роста давления;
- крекинг и пиролиз высокомолекулярных углеводородов;
- снижение вязкости жидких углеводородов.

8.5. Удаление парафинистых отложений из призабойной зоны продуктивного пласта

Проведенные лабораторные исследования по изысканию эффективных реагентов-удалителей парафинистых отложений позволили отобрать наиболее эффективные из них для нефтей изученных месторождений. Для окончательной и всесторонней оценки их эффективности и проверки результатов настоящих исследований были проведены промысловые испытания на трех месторождениях Прикарпатья - Луквинском, Битковском и Быстрицком.

Всего было проведено семь промысловых экспериментов на шести скважинах. Выбор этих скважин для промысловых экспериментов вытекает из следующих предпосылок. Как было показано, выше пластовая нефть Луквинского, Битковского и Быстрицкого месторождений в начальный период разработки предельно была насыщена парафином. В настоящее время в результате снижения пластового давления ниже давления насыщения нефти газом и развития в продуктивных пластах режима растворенного газа, о чем свидетельствует увеличение газовых факторов по сравнению с начальными в два и более раза, произошло, с одной стороны, снижение температуры в призабойной зоне продуктивных пластов за счет поступления на забой скважины свободного газа и его дросселирования, и, с другой стороны, повышение температуры насыщения пластовой нефти парафином за счет снижения растворяющей способности пластовой нефти в результате выделения из нее свободного газа. Таким

образом, в призабойной зоне продуктивных пластов создались условия, приводящие к выпадению из нефти твердой фазы, формированию парафинистых отложений из выпавших из пластовой нефти асфальтосмоло-парафиновых веществ, и, тем самым, к снижению проницаемости пористой среды коллектора.

На основании всего вышеизложенного и исходя из промысловой необходимости (интенсивное падение продуктивностей скважин) и производился выбор этих скважин в качестве объектов для промысловых испытаний.

Далее, обобщая данные экспериментальных исследований по изучению процессов формирования и удаления парафинистых отложений в пористой среде и учитывая проведенные теоретические выкладки, для удаления парафинистых отложений из призабойной зоны продуктивных пластов разработана следующая технологическая схема, которая включает в себя два этапа: 1 этап - проведение исследовательских работ по определению локализации парафинистых отложений в призабойной зоне продуктивного пласта; 2 этап - депарафинизация пористой среды призабойной зоны продуктивного пласта.

Работы по первому (исследовательскому) этапу заключаются в следующем.

В работающей скважине проводят термометрию и тензометрию в зоне притока, а также отбор глубинных проб нефти с последующим определением, в лабораторных условиях, их физических и физико-химических параметров (газосодержания, температуры насыщения нефти парафином). Затем останавливают скважину и снимают кривую восстановления пластового давления на ее забое. После окончания работ по снятию кривой восстановления пластового давления повторно проводят термометрию интервала притока. В лабораторных условиях на установке по исследованию пластовых нефтей типа УИПН-2М, АСМ-300 или АСМ-600 проводят исследование отобранных глубинных проб нефти и определяют по полученным результатам зависимости изменения газосодержания пластовой нефти от давления и температуры насыщения пластовой нефти парафином от давления и газосодержания. Используя полученные результаты промысловых и лабораторных исследований по методике, описанной, выше определяют локализацию парафинистых отложений в пористой среде призабойной зоны продуктивного пласта и необходимое количество реагента-удалителя парафинистых отложений.

После проведения работ по первому этапу и определения необходимого количества реагента-удалителя парафинистых отложений приступают к выполнению работ по второму этапу.

Работы по второму этапу - депарафинизация призабойной зоны продуктивного пласта осуществляются следующим образом:

У скважины, намеченной к обработке, в емкостях заготавливают необходимое количество реагента-удалителя парафинистых отложений и

определенное количество (зависящее от объема внутрискважинных полостей) технологической жидкости. Технологическая жидкость необходима для заполнения скважины и продавки в пористое пространство призабойной зоны продуктивного пласта рассчитанного количества реагента-удалителя парафинистых отложений. В качестве технологической жидкости для промысловых испытаний использовалась нефть соответствующих месторождений.

Устье обрабатываемой скважины оборудуют специальной головкой, к которой подключают насосный агрегат. Для проведения операции по депарафинизации призабойной зоны продуктивного пласта использовали насосный агрегат УНБ-630х700А (4АН-700).

Реагент-удалитель парафинистых отложений готовился непосредственно у скважины посредством перемешивания его компонентов агрегатом ЦА-320.

Далее обвязывают насосный агрегат УНБ-630х700А (4АН-700) с устьем обрабатываемой скважины и опрессовывают нагнетательную линию. Заполняют скважину технологической жидкостью при открытом затрубном пространстве и закачивают в нее реагент-удалитель парафинистых отложений в количестве равном объему лифта. Закрывают затрубное пространство и нагнетают в скважину оставшееся количество реагента-удалителя и продавливают его в призабойную зону продуктивного пласта технологической жидкостью в количестве, равном объему лифта.

Для интенсификации удаления парафинистых отложений их эффективному диспергированию в пористой среде призабойной зоны продуктивного пласта скважину пускают на излив по лифту с последующей закачкой технологической жидкости в количестве, равном объему лифта в 2-3 раза. Затем закрывают скважину для растворения и диспергирования парафинистых отложений. Через два часа осваивают скважину при помощи азота с последующим пуском в работу. По вышеприведенной технологии и были проведены семь промысловых экспериментов по депарафинизации призабойной зоны продуктивных пластов на всех шести скважинах.

Результаты промысловых испытаний по удалению парафинистых отложений из призабойной зоны продуктивных пластов приведены в таблице 8.8.

Итак, по всем шести скважинам, по которым проводились промысловые испытания по депарафинизации призабойной зоны во всех семи экспериментах получен положительный эффект, что указывает на высокую эффективность проведенных мероприятий.

В результате промысловых испытаний по депарафинизации призабойной зоны продуктивных пластов на 6 скважинах Луквинского, Битковского и Быстрицкого месторождений дополнительно добыто 2518,0 тонн нефти. Поэтому с уверенностью можно констатировать, что

промысловые испытания усовершенствованной технологии обработки призабойной зоны продуктивных пластов реагентами-удалителями парафинистых отложений убедительно доказали высокую эффективность и целесообразность ее применения.

8.6. Ограничение притока воды в добывающие скважины управляемыми дисперсными магнитоактивными системами

Борьба с обводнением продукции добывающих скважин при разработке нефтяных и газовых месторождений является одной из самых актуальных и вместе с тем сложных проблем нефтедобычи. Своевременное ограничение притока воды в добывающие скважины способствует более полному извлечению нефти и газа из недр. Одной из основных задач в решении данной проблемы является разработка эффективных методов ограничения водоприток в добывающие скважины. В связи с этим на промыслах широко распространяются новые методы, основанные на использовании полимерных материалов, наиболее полно отвечающих физико-геологическим и техническим условиям водоизоляционных работ.

Основным недостатком применения технологических процессов по ограничению водоприток в том числе основанным на использовании полимерных материалов, является инфильтрация закупоривающих агентов из пласта в скважину. Эффективность работ по ограничению водоприток в добывающие скважины зависит от возможности удержания изолирующих агентов в водоносной части коллектора [196, 251, 293].

Поэтому, введя в изолирующий раствор магнитоактивные вещества и придав ему свойства магнитоуправляемой жидкости, появляется возможность удержать магнитоактивный изолирующий раствор магнитным полем спущенного в скважину постоянного магнита [218, 219]. Это позволяет производить установку водоизоляционного экрана в водоносной части коллектора, исключив кольматацию нефтеносной части.

На основании изучения реологических свойств магнитоактивных изолирующих растворов [197], прочностных свойств изоляционных структур, создаваемых этими растворами под воздействием магнитного поля [247, 248], моделирования процессов ограничения водоприток на моделях пласта [203] и промысловыми испытаниями доказана возможность осуществления технологических процессов изоляции и ограничения водоприток в добывающих скважинах путем применения магнитоактивных веществ.

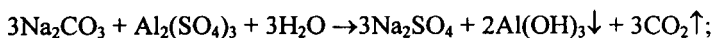
Схематически процесс изоляции водоприток в добывающие скважины реализуется следующим образом [196]. По данным геофизических и гидродинамических исследований выделяют

нефтенасыщенные и водонасыщенные интервалы пласта. У устья скважины готовят в одной емкости водный раствор полиакриламида с добавкой магнитоактивного вещества, карбоната щелочного металла и поверхностно-активного вещества, а в другой - водный раствор поливалентного металла.

Спускают в интервал расположения водонасыщенной части пласта скважинный генератор магнитного поля (СГМП), обвязывают устье скважины со спецтехникой и нагнетают в скважину изолирующий раствор. Затем нагнетают в призабойную зону пласта раствор водорастворимой соли двух- или трехвалентного металла. При взаимодействии нагнетаемого раствора с компонентами раствора, находящегося в водоносной части пласта, образуется прочная водоизоляционная структура, препятствующая поступлению воды в скважину. Образовавшийся водоизоляционный барьер из частиц магнитоактивного вещества под воздействием постоянного магнитного поля надежно изолирует водонасыщенную часть пласта.

Созданию прочной структуры способствует:

- наличие магнитоактивного вещества в полимерном растворе;
- образование перекрестных связей в полимере;
- выпадение нерастворимого осадка в результате реакции карбоната щелочного металла и растворимой соли поливалентного металла, который как бы армирует и упрочняет структуру тампонажного экрана



- вспенивание выделившимся в процессе реакции углекислым газом поверхностно-активного вещества.

Исходя из этих исследований, в промышленной практике возможна реализация следующих технологических схем - изоляция трещин пласта и изоляция обводненного интервала пласта.

Технологическая схема изоляции трещин пласта.

В скважине, намеченной к обработке, производятся промыслово-геолого-геофизические исследования с установлением нефтеносных и обводнившихся интервалов пласта.

Затем в скважину на насосно-компрессорных трубах (НКТ) спускают скважинный генератор магнитного поля (СГМП) [196, 218, 219] в интервал локализации трещин, а к устью скважины подключают агрегаты для нагнетания в скважину изолирующего раствора.

Изолирующий раствор готовят смешиванием в пескосмесительном агрегате магнитоактивных веществ с жидкостью-носителем. В качестве жидкости-носителя применяют водный раствор полиакриламида (ПАА) с неионогенным ПАВ (неонол, ОП-10 или сульфонол НП-3) и карбонат щелочного металла (кальцинированная сода).

Жидкость-носитель нужной вязкости доставляется в автоцистернах, из которых подается агрегатом ЦА-320 по коммуникациям в пескосмеситель.

Закачку изолирующего раствора на основе магнитоактивных веществ в трещины и пористую среду обводнившейся части призабойной зоны продуктивного пласта производят насосным агрегатом.

Изолирующий раствор закачивают в скважину через НКТ при открытом затрубном пространстве в необходимом объеме. После закачки изолирующего раствора производят закачку жидкости-закрепителя (соль поливалентного металла - например сульфат алюминия). Продавку раствора производят пластовой водой в объеме, равном объему НКТ при закрытом затрубном пространстве.

Под воздействием магнитного поля скважинного генератора (СГМП) и остаточной намагниченности магнитоактивных частиц изолирующего раствора, в зазоре между ним и эксплуатационной колонной, а также в трещинах и пористой среде пласта образуется изоляционная структура, которая надежно изолирует обводнившийся горизонт от скважины. Скважину осваивают непосредственно после окончания работ по изоляции.

Технологическая схема изоляции обводненного интервала пласта.

Последовательность подготовительных операций по изоляции обводненного интервала пласта производят аналогично технологической схеме изоляции трещин пласта.

Закачку изолирующего раствора в объеме, необходимом для изоляции обводненного интервала, производят через НКТ при открытом затрубном пространстве насосным агрегатом. После закачки изолирующего раствора производят закачку жидкости-закрепителя. Продавку раствора производят пластовой водой, в объеме равном объему НКТ, при закрытом затрубном пространстве.

После продавки раствора под воздействием магнитного поля, создаваемого скважинным генератором (СГМП), образуется изоляционная структура. Образование структуры происходит в зазоре между СГМП и эксплуатационной колонной, а также в перфорационных отверстиях. Таким образом, изолируется обводнившийся пласт и прекращается поступление воды в скважину. Освоение скважины производят сразу после проведения работ по изоляции без дополнительной остановки.

В качестве иллюстрации вышеизложенного можно привести пример реализации предлагаемого технологического процесса на скважине 1159 Варьеганского месторождения НГДУ "Варьеганнефть" глубиной 2310 м. Интервал перфорации 2250,5-2254,0 и 2262,0-2268,0 м. Дебит скважины составлял 44,3 м³/сут при обводненности продукции 92,1%. Для снижения обводненности продукции скважины были проведены следующие технологические операции по ограничению водопритока. У скважины в емкостях заготовили 24,0 м³ изолирующего раствора из расчета 3 м³ на один погонный метр водонасыщенной части пласта (компонентный состав - 3 тонны магнетитового железорудного концентрата, 240 кг полиакриламида - порошка, 240 кг - карбоната натрия, 48 кг поверхностно-активного вещества ОП-10, остальное вода) и 6,0 м³ водного раствора поливалентного металла (компонентный состав - 320 кг алюмоаммонийных квасцов, остальное вода).

Обязали устье скважины со спецтехникой и опрессовали манифольды на давление 12,0 МПа. Закачали через НКТ при открытом затрубном пространстве 7,0 м³ изолирующего раствора. Закрыли затрубное пространство и закачали еще 17 м³ изолирующего раствора, продавив его затем в пласт водой в объеме 7,0 м³. Разрядили скважину. Спустили магнитное устройство в интервал водонасыщенной части пласта 2262,0-2268,0 м. Вызвали приток жидкости из нефтенасыщенной части пласта до полного удаления из нее изолирующего полимерного магнитоактивного раствора. Заглушили скважину и при открытом затрубном пространстве закачали в НКТ 6,0 м³ водного раствора поливалентного металла и 1 м³ воды. Закрыли затрубное пространство и продавили водный раствор поливалентного металла в пласт водой в объеме 6 м³. Оставили скважину на реагирование в течение 1 часа. Разрядили скважину и промыли ее в полном объеме. Подняли магнитное устройство, спустили оборудование и освоили скважину.

После пуска скважины в работу ее дебит составил 120 м³/сут, а обводненность продукции 62,7%.

По предложенным схемам технологических процессов изоляции и ограничения притоков воды в скважины были проведены испытания на ряде месторождений Украины, России, Болгарии, Польши и Китая. С целью более широкого апробирования технологии она была испытана на месторождениях, отличающиеся различными параметрами пластов и вмещающих флюидов. Испытания также предполагали адаптацию технологии к климато-географическим условиям расположения месторождений.

Объектами испытаний были скважины Варьганского месторождения, расположенного в Западной Сибири, скважины Леляковского и Бугреватовского месторождений Украины, а также скважины месторождений Долни-Дыбник в Болгарии, Ярослав в Польше, Хучжуанцзи и Вэнминцзэ в Китае.

По типу коллектора Леляковское месторождение и месторождение Долни-Дыбник относятся к карбонатному типу, а Варьганское, Ярослав, Хучжуанцзи и Вэнминцзэ к терригенному. Глубины залегания продуктивного пласта Леляковского, Варьганского, Долни-Дыбникского, Ярославского месторождений, а также месторождений Хучжуанцзи и Вэнминцзэ находились в интервале - 1811-1845 м, 2193-2320 м, 3225-3374 м, 920-950 м, 1708-2679 м и 1405-1701 м соответственно. Диапазон пластовых давлений и температур при проведении испытаний составлял 5,6-33,5 МПа и 32-105 °С. По способам эксплуатации скважины подразделялись на газлифтные, эксплуатирующиеся штанговыми глубинными (СШН) и электроцентробежными насосами (ПЭЦН). Результаты испытаний технологии изоляции и ограничения притоков с применением магнитоактивных веществ и использованием скважинных генераторов магнитного поля приведены в таблице 8.9 и 8.10, а также на рис. 8.6 и рис. 8.7.

Как можно заметить из результатов проведения работ по ограничению водопритоков в добывающие скважины, почти во всех случаях получен положительный результат.

Анализируя данные полученные в результате испытаний технологии

изоляции и ограничения водопритоков с использованием магнитоактивных веществ и с применением скважинных генераторов магнитного поля можно отметить следующее.

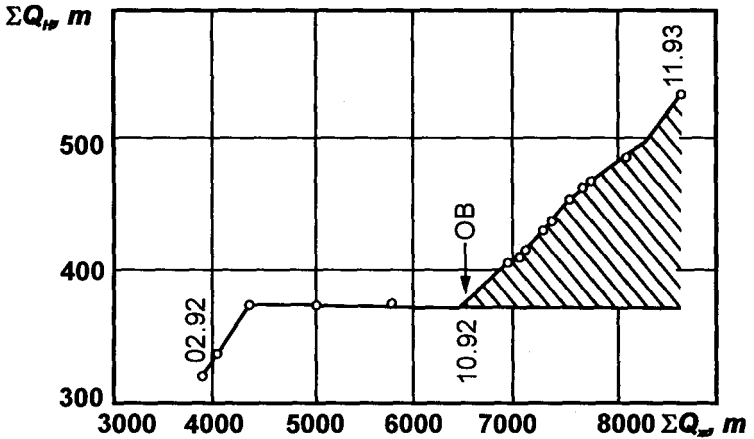


Рис. 8.6. Характеристики вытеснения по скважине 45 месторождения Долни-Дыбник (Болгария): ОВ - ограничение водопритока с применением магнитоактивных веществ

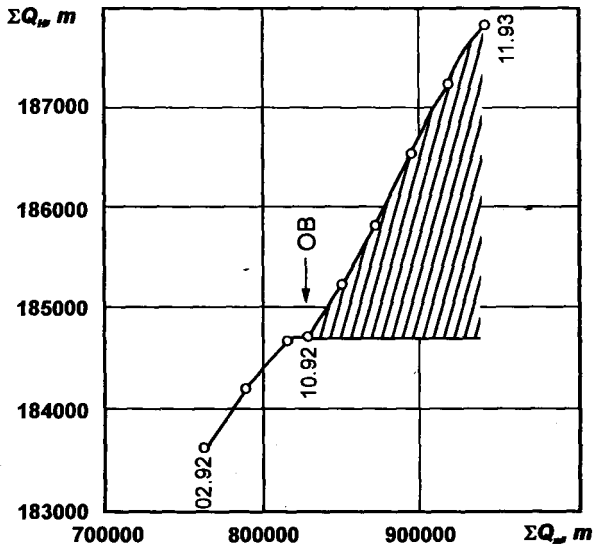


Рис. 8.7. Характеристики вытеснения по скважине 45 месторождения Долни-Дыбник (Болгария): ОВ - ограничение водопритока с применением магнитоактивных веществ

Технология весьма эффективна для применения в условиях терригенных и карбонатных коллекторов. Она позволяет одинаково эффективно производить операции по ограничению водопритоков как в поровом, так и трещиновато-поровом и трещинном коллекторе.

Использование технологии возможно в достаточно широком интервале глубин, давлений и температур. Она применима в различных климатических условиях. Кроме того, технология может найти широкое применение в ремонтно-изоляционных работах для исправления негерметичности цементного кольца при ликвидации заколонных перетоков.

Важно также отметить, что использование ранее на этих месторождениях и в тех же скважинах различных технологий ограничения водопритоков или не дало положительных результатов, или полученный эффект был незначительным и непродолжительным.

8.7. Создание многослойного водоизолирующего барьера

Весьма существенным недостатком всех, без исключения, способов ограничения водопритоков, основанных на применении пенных и полимерных систем, является то, что они не перекрывают хотя бы на время, перфорационные отверстия в водоносной части коллектора. Иначе говоря, перфорационные отверстия, через которые они нагнетаются в призабойную зону пласта, являются теми же отверстиями, через которые они затем уносятся. Это приводит к низкой эффективности созданной водоизолирующей оторочки, а самой оторочке присуща невысокая прочность.

Для повышения прочности водоизолирующего барьера за счет исключения выноса оторочки из пласта было предложено создавать его путем закачки оторочки полимера, пены или полимера и пены с последующей ее фиксацией оторочкой магнитоактивной суспензии с воздействием на последнюю в водонасыщенной толщине пласта магнитным полем спущенного в скважину магнита, что позволяет прочно удерживать оторочку в призабойной зоне водонасыщенной части пласта [294].

Технологическая схема процесса реализуется следующим образом. У устья добывающей скважины в емкостях заготавливают полимерный, или пенообразующий, или полимерный и пенообразующий составы и магнитоактивную суспензию. Спускают в интервал притока воды скважинный генератор магнитного поля (СГМП). Обвязывают устье скважины со спецтехникой и проводят закачку в призабойную зону последовательно раствора полимера, или пены, или раствора полимера и пены, а затем магнитоактивной суспензии.

По окончании закачки поднимают СГМП из скважины, спускают скважинное оборудование и пускают скважину в работу.

Образовавшийся водоизоляционный барьер в водоносной части пласта в месте воздействия СГМП прочно удерживает оторочку изолирующего раствора, эффективно ограничивая приток воды в скважину.

В нефтеносной части пласта, на которую не воздействовало магнитное поле, прочность изоляционной структуры невелика, и она легко уносится из пласта.

По предлагаемому методу на Бугреватовском месторождении ОАО "Укрнефть" было проведено два процесса по ограничению водопритоков. Результаты этих испытаний приведены в таблице 8.11.

Как можно заметить из результатов проведения работ по ограничению водопритоков в добывающие скважины, в обоих случаях получен положительный результат. Здесь хотелось бы отметить тот факт, что продукцией скважин N8 и N87 Бугреватовского месторождения является высоковязкая нефть и получение в результате ограничения водопритока столь успешного результата указывает на высокую эффективность применения данной технологии на месторождениях высоковязких нефтей.

Таблица 8.11

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ПО СОЗДАНИЮ МНОГОСЛОЙНОГО ВОДОИЗОЛИРУЮЩЕГО БАРЬЕРА

Месторождение	№ скважины	Дебит нефти, <i>m³/сут</i>		Обводненность, %	
		До обработки	После обработки	До обработки	После обработки
Бугреватовское	8	0,1	1,2	87,5	51,2
– " –	87	0,6	6,8	98,2	85,0

Таким образом, предлагаемый метод создания многослойного водоизолирующего барьера отличается технологической простотой и высокой эффективностью его реализации. Использование его в практике нефтедобычи позволит повысить прочность водоизоляционных барьеров за счет исключения выноса оторочки полимера или пены из пласта и, тем самым, значительно повысить успешность водоизоляционных работ.

8.8. Применение магнитоактивных дисперсных систем при изоляции заколонных перетоков

Одной из основных проблем борьбы с обводнением продукции добывающих скважин является разработка и проведение мероприятий по ликвидации заколонных перетоков, которые возникают, в основном, при нарушении целостности цементного кольца.

Разработанная технология основывается на способности частичек магнетита под воздействием магнитного поля, создаваемого ими же самими (без внешнего воздействия магнитным полем) создавать упорядоченную систему, агрегирующую за счет создания длинных

цепочек, образующих своеобразные "жгуты" из дисперсных частичек, и загущающую изолирующий раствор [295].

Используемый изолирующий раствор представляет собой дисперсную систему, включающий глинистый порошок, водный раствор полиакриламида с добавкой поверхностно-активного вещества и магнитоактивные вещества при следующих соотношениях компонентов, мас. %: глинистый порошок 5-10; полиакриламид 0,5-1,0; поверхностноактивное вещество 0,01-0,05; магнитоактивные вещества 20-60; вода остальное [293].

Полиакриламид, входящий в состав изолирующего раствора, используется как флокулянт, способствующий удержанию частичек дисперсной фазы (магнитоактивных веществ) во взвешенном состоянии, а поверхностно-активное вещество - как стабилизатор устойчивости суспензии магнитоактивных веществ в водном растворе полиакриламида.

В качестве магнитоактивных веществ используется железистый утяжелитель, применяемый в бурении скважин для утяжеления промывочных жидкостей.

Для повышения коррозионной стойкости наружной поверхности обсадных труб частицы магнитоактивных веществ (ферромагнетики), размещают в микрокапсулах, содержащих маслорастворимый ингибитор коррозии [296]. Оболочки микрокапсул выполнены из проницаемого материала и обладают способностью высвобождать заключенный в них маслорастворимый ингибитор коррозии. Это возможно за счет наличия в оболочках микрокапсул капилляров (пор.).

Технологический процесс реализуется в такой последовательности. В интервале заколонной циркуляции намагничивают обсадные трубы. У устья скважины готовят суспензию тампонирующего материала с ферромагнитными микрокапсулами, содержащими ингибитор коррозии. Обвязывают скважину и проводят закачку в призабойную зону и заколонное пространство приготовленной суспензии.

После закачки скважину пускают в работу. Образовавшийся водоизоляционный барьер эффективно препятствует поступлению воды в скважину из водоносной части пласта и ее циркуляции по заколонному пространству.

Находящиеся в тампонирующем составе ферромагнитные микрокапсулы с ингибитором коррозии осаждаются на намагниченной наружной поверхности обсадных труб и в результате постепенного пролонгированного выхода из микрокапсул ингибитора коррозии, образуют на поверхности труб прочную защитную пленку, предотвращающую развитие коррозионных процессов. При осуществлении технологического процесса могут быть использованы различные типы ингибиторов коррозии. Отличительная особенность этих ингибиторов состоит в том, что они должны быть маслорастворимыми.

По предложенной технологии были проведены процессы по

изоляции заколонных перетоков на скважинах Варьеганского месторождения, расположенного в Западной Сибири, и месторождения Бохот, расположенного в Болгарии. Результаты этих работ приведены в таблице 8.12.

Таблица 8.12

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ
ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ

Месторождение	№ скважины	Дебит нефти, <i>м³/сут</i>		Обводненность, %	
		До обработки	После обработки	До обработки	После обработки
Варьеганское	2899	0	5,0	100,0	0
– " –	5012	0	10,0	100,0	50,0
– " –	5487	0	5,0	100,0	0
– " –	6180	0	15,0	100,0	0
Бохот	1	0	12,0	100,0	8,0

Анализируя данные, полученные в результате испытаний технологии изоляции заколонных перетоков с использованием изолирующих растворов на основе магнитоактивных дисперсных систем, можно отметить следующее.

Применение технологии весьма эффективно в ремонтно-изоляционных работах при исправлении негерметичности цементного кольца при ликвидации заколонных перетоков.

Использование технологии возможно в достаточно широком интервале глубин, давлений и температур. Она применима для месторождений как обычных, так и высоковязких нефтей в различных климатических условиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кристиан М., Сокол С., КонстантINESКУ А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин. - М.: Недра, 1985. - 184 с.
2. Григорян Н.Г. Вскрытие нефтегазовых пластов стреляющими перфораторами. - М.: Недра, 1982. - 263 с.
3. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. - М.: Недра, 1979. - 199 с.
4. Шустеф И.Н. Геологические основы технологических решений в разработке нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1988. - 199 с.
5. Савенков Г.Д., Бойко В.С. Расчет процессов интенсификации притока, освоения и эксплуатации скважин. - Львов: Выща школа, 1986. - 160 с.
6. Балакиров Ю.А., Маряк С.Г. Повышение производительности нефтяных пластов и скважин. - Киев: Техніка, 1985. - 118 с.
7. Зайцев Ю.В., Балакиров Ю.А. Добыча нефти и газа. - М.: Недра, 1981. - 384 с.
8. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1981. - 237 с.
9. Мамаджанов У.Д. Динамическая характеристика промысловых растворов и осложнения в бурении. - М.: Недра, 1972. - 180 с.
10. Панов Б.Д., Бакулин В.Г. Совершенствование технологии вскрытия и опробования продуктивных пластов и скважин. - М.: Недра, 1973. - 232 с.
11. Амиан В.А., Васильева Н.П. Вскрытие и освоение нефтяного пласта. - М.: Недра, 1973. - 336 с.
12. Степанянец А.К. Вскрытие продуктивных пластов. - М.: Недра, 1968. - 416 с.
13. Орлов Л.И., Ручкин А.В., Свихнушин Н.М. Влияние промысловой жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа. - М.: Недра, 1975. - 89 с.
14. Коллинз Р. Течение жидкостей через пористые материалы. - М.: Недра, 1964. - 350 с.
15. Гунька Н.Н., Музычко И.И. Влияние изменения температуры на выработку запасов нефти. - Нефть и газовая пром-сть, 1985, №4, с.33-35.
16. Амиан В.А., Амиан А.В., Васильева Н.П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. - М.: Недра, 1980. - 380 с.
17. Яремийчук Р.С., Качмар Ю.Д. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин. - Львов: Выща школа, 1982. - 152 с.
18. Оптимизация режимов работы скважин/ Ю.А.Балакиров, В.П.Оноприенко, И.А.Стрешинский и др. - М.: Недра, 1981. - 221 с.
19. Кащавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. - М.: Недра, 1985. - 215 с.
20. Лысяный Г.Н. Анализ свойств пластовых нефтей Предкарпатских месторождений в связи с их разработкой: Дис. канд. техн. наук. - М., 1971. - 223 с.
21. Савенков Г.Д., Бойко В.С. Влияние охлаждения забоя промысловой жидкостью на процесс и качество освоения скважин. - Разведка и разраб.

нефть. и газовых месторождений, 1975, вып.12, с. 96-99.

22. Савенков Г.Д., Бойко В.С. Освоение скважин, продуцирующих высокопарафинистую нефть. - В кн.: Тез. докл. На третьем симпозиуме по применению неньютоновских систем в нефтедобыче. М., 1972. - 11 с.

23. Капырин Ю.В. Изучение некоторых вопросов, связанных с изменением температуры в призабойной зоне нефтяных скважин: Дис. ... канд. техн. наук. - М., 1966. - 142 с.

24. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М. Прогнозирование промысловой эффективности методов теплового воздействия на нефтяные пласты. - М.: Недра, 1983. - 205 с.

25. Борьба с отложением парафина при добыче нефти/ С.Ф.Люшин, В.А.Рассказов, Д.М.Шейх-Али и др. - М.: Гостоптехиздат, 1961. - 150 с.

26. Мазепа Б.А. Борьба с парафиновыми отложениями при добыче нефти за рубежом. - М.: Гостоптехиздат, 1961. - 92 с.

27. Шамрай Ю.В., Шаркинянов Р.Г. Промышленные испытания удалителей и ингибиторов АСПО. - Нефть. хоз-во, 1986, №4, с.58-61.

28. Люшин С.Ф., Рагулин В.А., Галеева Г.В. Предупреждение отложения неорганических солей и парафина при добыче нефти. - Нефть. хоз-во, 1985, №10, с.25-28.

29. Манугарянц Э.О., Юдин В.А., Симкин Э.М. Исследование стационарного электропрогрева скважин с вязкими и парафинистыми нефтями. - Нефть. хоз-во, 1981, №12, с.48-51.

30. Довгань Н.Ф., Пенкальский В.И. К выбору метода теплового воздействия на призабойную зону скважины. - Нефть. и газовая пром-сть, 1971, №6, с.22-24.

31. Рылов Б.М., Оганов К.А., Лисовский В.С. О некоторых результатах электропрогрева призабойных зон нефтяных скважин на месторождениях Прикарпатья. - Нефтепромысл. дело, 1972, №4, с.5-9.

32. Целесообразность теплового воздействия на Битковском и Бориславском месторождениях/ Л.М.Середницкий, Л.Г.Пеленичка и др. - Нефть. хоз-во, 1986, №10, с.40-43.

33. Илюков В.А., Мустаев Я.А. Промысловые исследования процесса депарафинизации призабойной зоны скважин при тепловой обработке. - Нефтепромысл. дело, 1973, №5, с.19-22.

34. Гариффулин Ш.С., Силищев Н.Н. и др. А.с.1209829(СССР). Состав для удаления асфальто-смолистых и парафинистых отложений. - Оpubл. в Б.И., 1986, №5.

35. Фещук О.В., Золотарева Л.Г. А.с.530946 (СССР). Состав для удаления парафиновых и асфальто-смолистых отложений с твердой поверхности. - Оpubл. в Б.И., 1976, №37.

36. Обработка призабойной зоны нагретым растворителем/ И.З.Зарипов, Г.Г.Мустафин и др. - Нефтепромысл. дело, 1979, №9, с.8-9.

37. Snavelly Earl S. Jr., Btrtness Theodore F., Morris Richard L. Parafin well treatment method. 3724553, U.S. Cl.166-304, Int. Cl3. E21B21/00, E21B43/00, Filed Nov.18, 1971. Mobil Oil Corp.

38. Rolm Leroy W., Gallus P. Method for stimueating the production of oil from a producing. Union Oil Co. Of California. 3756319, U.S. Cl.166-304, Int. Cl3. E21B43/25, Filed Feb.28, 1972.

39. Sample Thomas E., Jr. Tate Jach F. Process for paraffin removal from hydrocarbon - bearing formatios. 3693719, U.S. Cl.166-304, Int. Cl3. E21B43/00, Filed Sept. 26, 1972.

40. Shavely Earl S., Jr. Well treating method to remove paraffin deposition. Mobil Oil Corp. 3724552, U.S. Cl. 166-304, Int. Cl3. E21B21/00, E21B43/00, Filed Apr. 3, 1973.

41. Shaughnessy Christopher M., Gruesbeck Clay, Looney James R., Salathiel William N. Treatment of welle. Exxon Production Research Co. 902557, U.S. Cl. 166-295, Int. Cl3. E21B33/138, Filed Mars 2, 1975.

42. Maly G.P., Landess J.A., Foral T. Method and solvent composition for stimulating the production of oil from a producing well. Union Oil Co. 4090562, U.S. Cl. 166-304, Int. Cl3. E21B43/25, E21B43/12, Filed Mai 23, 1978.

43. Люшин С.Ф., Кундрацкая Г.Н., Рагулин В.А. А.с. 392232(СССР). Состав для удаления твердых отложений в системе добычи, транспорта и хранения. - Оpubл. в Б.И., 1973, №32.

44. Смольников Н.В., Будников В.Ф. и др. А.с. 633887(СССР). Реагент для удаления асфальтено-смоло-парафиновых отложений. - Оpubл. в Б.И., 1978, №43.

45. Хазипов Р.Х., Силищев Н.Н., Герасимова М.Г. и др. А.с.715602(СССР). Реагент для удаления асфальто-смолистых и парафинистых отложений. - Оpubл. в Б.И., 1980, №6.

46. Склярская Л.Б., Николаенко Н.А., Фещук О.В. и др. А.с.715774(СССР). Состав для удаления парафиновых и асфальтосмолистых отложений с твердой поверхности. - Оpubл. в Б.И., 1980, №6.

47. Мирзаджанзаде А.Х., Девликамов В.В., Хабибуллин З.А. Изучение температуры допустимого охлаждения пластовой нефти. - Нефт. хоз-во, 1982, №7, с. 57-59.

48. Мазепа Б.А. Изучение характера парафинизации нефтесборных систем и промыслового оборудования. - В кн.: Борьба с отложениями парафина. М.: Недра, 1965, с. 224-225.

49. Ляльович И.И., Малицкий Е.А. О кристаллизации парафина из пластовых нефтей Прикарпатья. - Нефт. и газовая пром-сть, 1968, №1, с. 33-36.

50. Мазепа Б.А., Султанов Г.Н. Отложение парафина в технологических узлах раздельно-самотечной нефтесборной системы. - Тр. ТатНИИнефть, 1964, вып.5, с. 187-194.

51. Малицкий Е.А. Аналитический метод определения температуры насыщения пластовых нефтей парафином. - Нефт. и газовая пром-сть, 1975, №5, с. 32-35.

52. Малицкий Е.А. Вопросы методики исследования пластовых нефтей и парафинистых отложений в связи с разработкой и эксплуатацией нефтяных месторождений Прикарпатья: Дис. ... канд. техн. наук. - М., 1973. - 148 с.

53. Николаев В.М., Белоусов В.И., Безруков Е.Б. Влияние давления и газонасыщенности на температуру начала кристаллизации парафина. - Тр. НИИНП, вып.23, 1964, с. 110-111.

54. Фокеев В.М., Намиот А.Ю., Ульяновский Б.В. Об отложении парафина из пластовых нефтей. - Тр. ВНИИнефть, 1956, вып.8, с. 71-75.

55. Исследование температуры насыщения парафином нефти

месторождения Ромашкино/ И.М.Амерханов, Ю.В.Капырин и др. - Тр. ТатНИПИ, 1971, вып.20, с. 199-204.

56. Люшин С.Ф., Рагулин В.А. Некоторые особенности изменения температуры насыщения раствора парафином. - Тр. БашНИПИнефть, 1973, вып.37, с. 78-87.

57. Sutton G.D., Roberts L.D. Paraffin precipitation during fracture stimulation. - J. Petrol. Technol., 1974, 26, Sept., p. 997-1004.

58. Бойко В.С. Исследование вопросов освоения скважин в условиях тонкослоистых коллекторов и высокопарафинистых нефтей (на примере месторождений Прикарпатья): Автореф. дис. ... канд. техн. наук. - Ивано-Франковск, 1972. - 16 с.

59. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. - М.: Недра, 1976. - 336 с.

60. Пустогов В.И., Федоров Е.Е. Некоторые результаты исследования роли температурных факторов на процесс отложения парафина. - Изв. вузов. Нефть и газ, 1969, №2, с. 35-41.

61. Федоров Е.Е., Пустогов В.И. Экспериментальное изучение запарафинирования труб в зависимости от температурных факторов. - Разведка и разраб. нефт. и газовых месторождений, 1970, вып.6, с. 54-56.

62. Тронов В.П. Влияние различных факторов на выпадение парафина из нефти. - Тр. ТатНИИнефть, 1965, вып.7, с. 311-320.

63. Намиот А.Ю. К вопросу об изменении температуры по стволу нефтяной и газовой скважины. - Тр. ВНИИнефть, 1956, с. 83-87.

64. Непримеров Н.И., Шарагин А.Г. Исследование скважин и разработка привентивных методов борьбы с парафином. - Уч. зап. Казанского университета, 1957, 117, кн.3, с. 21-26.

65. Бойко В.С. Особенности разработки слоистых коллекторов с насыщенными парафином и газом нефтями на месторождениях Предкарпатья. - В кн.: Тез. докл. на Всесоюз. симпоз. по применению неньютоновских систем в нефтедобыче. М., 1974, с. 26-28.

66. Рагулин В.А., Люшин С.Ф. Влияние газонасыщенности и состава газа на температуру начала кристаллизации парафина из раствора. - Тр. БашНИПИнефть, 1973, вып.34, с. 91-98.

67. Влияние газосодержания на температуру начала кристаллизации парафина из раствора/ В.Н.Мамуна, В.М.Фокеев, Б.В.Ульянинский и др. - Тр. ВНИИнефть, 1958, вып.15, с. 219-228.

68. Фокеев В.М. Зависимость температуры начала кристаллизации парафина от газонасыщенности раствора. - Тр. ВНИИнефть, 1959, вып.21, с. 185-196.

69. Мазепа Б.А. Исследование влияния процессов разгазирования нефти на выпадение твердой фазы в фонтанном лифте. - Тр. ТатНИИнефть, 1960, вып.2, с. 226-233.

70. Тронов В.П., Корабликов Н.С., Сучков Б.М. Влияние разгазирования на снижение температуры потока газонефтяной смеси в интервале забой-мерник. - Тр. ТатНИИнефть, 1965, вып.7, с. 323-332.

71. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. - М.: Недра, 1965. - 240 с.

72. Балакиров Ю.А. Термодинамические исследования фильтрации

нефти и газа в залежи. - М.: Недра, 1970. - 192 с.

73. Требин Г.Ф., Капырин Ю.В. О величине дроссельного эффекта при фильтрации углеводородов на различных глубинах. - В кн.: Научн.-техн. сб. по добыче нефти, 1970, вып.37, с. 56-58.

74. Вахитов Г.Г., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта. - М.: Недра, 1978. - 216 с.

75. Sayre A.I., Wertman W.I. The effect of Water Flooding on Wax Precipitation in the Bredford Oil Field. - J. Producers Monthly, vol.16, No.14, February, 1952, p.11.

76. Золоев М.Т., Лебедев С.А., Усенко В.Ф. Исследования нефтяных скважин с забойным давлением ниже давления насыщения. - Тр. ВНИИнефть, 1959, вып.25, с. 80-114.

77. Котяхов Ф.Н. Основы физики нефтяного пласта. - М.: Гостоптехидат, 1956, - 364 с.

78. Крылов А.П. Вступительное слово на научно-технической конференции. - Тр. ВНИИнефть, 1959, вып.25, с. 3-6.

79. Усенко В.Ф. Исследование нефтяных месторождений при давлении ниже давления насыщения. - М.: Недра. 1967, - 214с.

80. Бабалаян Г.А., Антонов Д.А. О явлениях в нефтяном коллекторе при снижении давления ниже давления насыщения. - Тр. ВНИИнефть. 1959, вып. 25. с.38-41.

81. Розенберг М.Д. Выступление на научно-технической конференции. - Тр. ВНИИнефть. 1959, вып.25, с. 190-192.

82. Мазепа Б.А., Шилкова Н.Л. Влияние компонентов состава нефти и парафинов на интенсивность накопления твердых отложений. - Тр. ПермНИПИнефть, 1973, вып. 9. с. 178-185.

83. Мазепа Б. А. Роль асфальто-смолистых составляющих нефти в агрегативной активности парафинов. -Тр. ПермНИПИнефть, 1973, вып. 9, с. 190-192.

84. Рагулин В.А., Люшин С.Ф. Изменение температуры насыщения угленосных нефтей Башкирии парафином. - Тр. БашНИПИнефть, 1975, вып.45, с. 127-131.

85. Рагулин В.А. Особенности кристаллизации парафина в поровых каналах. - Тр. БашНИПИнефть, 1975, вып.45, с. 123-126

86. Тронов В.П. О механизме парафинизации промышленного оборудования. - В кн.: Борьба с отложениями парафина. М.: Недра, 1965, с. 54-65.

87. Фокеев В.М. О влиянии смол на температуру начала кристаллизации парафина. - В кн.: Науч.-техн. сб. по добыче нефти, 1959, вып.2, с. 27-32.

88. Оськин И.А. О роли асфальтенов в процессе кристаллизации парафина. - Нефт. хоз-во, 1973, №10, с. 46-47.

89. О разработке месторождений с парафинистой нефтью при режиме истощения/ Г.Ф.Требин, И.И.Ляльевич, Ю.В.Капырин и др. - Нефт. хоз-во, 1966, №8, с. 33-36.

90. Иванишин В.С., Зима Г.Ф., Бех Д.А. О выпадении парафина в призабойной зоне пласта. - Нефт. и газовая пром-сть, 1966, №6, с. 24-27.

91. Изменение термобарических условий призабойных зон пластов в

процессе разработки Битковского месторождения/ Е.А.Малицкий, И.Н.Мищук и др. - Нефтепромысл. дело, 1981, №6, с. 15-17.

92. Мищук И.Н. Влияние физико-геологических факторов на разработку залежей высокопарафинистой нефти (на примере месторождений Прикарпатья): Автореф. дис. ... канд. геолого-минерал. наук. - Ивано-Франковск, 1982. - 26 с.

93. Инструкция по определению температуры насыщения нефти парафином. - М.: ВНИИнефть, 1969. - 66 с.

94. Малицкий Е.А., Светлицкий В.М., Фещук О.В. О выпадении парафинов в пластовых условиях месторождений Прикарпатья. - Нефтепромысл. дело и транспорт нефти, 1984, №1, с. 25-27.

95. Галлямов М.Н., Рахимкулов Р.Ш. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений. - М.: Недра, 1978. -207 с.

96. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины/ Р.Т.Булгаков, А.Ш.Газизов, Р.Г.Габдуллин, И.Г.Юсупов. - М.: Недра, 1976. - 175 с.

97. Гуссейнов Г.П., Кулиев К.И. Влияние изменения параметров пласта и перемычки на приток жидкости из одного горизонта в другой. - Нефт. хоз-во, 1966, №8, с. 43-46.

98. Барк Крюгер. Обработка скважин полимерными растворами для борьбы с конусообразованием. - Инженер-нефтяник, 1972, №2, с. 24-27.

99. Денисов Г.Г. Результаты исследований по предупреждению преждевременного обводнения скважин. - Газовое дело, 1970, №11, с. 6-9.

100. Сафин В.Г., Галиев Н.С., Гарипов Н.Г. Опыт селективной изоляции пластовых вод глинистым раствором на месторождениях Шаимского района. - В кн.: Проблемы нефти и газа Тюмени, 1974, вып.19, с. 46-47.

101. Назаретов М.Б. Некоторые закономерности процесса обводнения. - Нефт. хоз-во, 1960, №10, с. 31-35.

102. Габдрахманов А.Г. Снижение темпов обводнения скважин, эксплуатирующих водонефтяные пласты, путем установки экранов из синтетических смол. - Нефтепромысл. дело, 1970, №6, с. 26-29.

103. Особенности геологического строения нефтяных месторождений Башкирии и их влияние на выработку нефти/ В.С.Ключерев, Э.М.Халимов, Г.А.Фаттахутдинов и др. - В кн.: Тр. УфНИИ, 1968, вып.24, с.63-71.

104. Колганов В.И., Сургучев М.Л., Сазонов Б.Ф. Обводнение нефтяных скважин и пластов. - М.: Недра, 1965. - 263 с.

105. Абызбаев Ш.Н., Ефремов Ф.Н., Давлетгареев С.Д. Особенности обводнения нефтяных скважин и пластов месторождений северо-запада Башкирии, содержащих нефти повышенной вязкости. - В кн.: Тр. УфНИИ, 1968, вып.24, с. 159-167.

106. Ованесов Г.П., Халимов Э.М., Ованесов М.Г. Совершенствование разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1973. - 193 с.

107. Хасаев А.М. Изоляция притока пластовых вод в эксплуатационных скважинах. - М.: Недра, 1965. - 112 с.

108. Овнатанов С.Г., Карапетов К.А. Форсированный отбор

жидкости. - М.: Недра, 1967. - 130 с.

109. Максимович Г.К. Теоретические основы вытеснения нефти из пористой среды водой или газом. - Нефт. хоз-во, 1951, №1, с. 35-45.

110. Бурцев И.Б. Нефтеотдача пористой среды при вытеснении нефти водой. - Нефт. хоз-во, 1961, №3, с. 51-54.

111. Котяхов Ф.И. О неравномерности движения контура нефтеносности при эксплуатации нефтяных пластов. - Нефт. хоз-во, 1950, №6, с. 28-31.

112. Максимович Г.К. О методике подсчета запасов. - Нефт. хоз-во, 1947, №5, с. 29-37.

113. Опытнo-промышленное заводнение Орлянского месторождения с применением полиакриламида/ В.В.Кукин, В.П.Меркулов, П.А.Палий и др. - Нефт. хоз-во, 1973, №8, с. 35-38.

114. Промысловый эксперимент по применению полиакриламида для заводнения на Арланском месторождении/ И.Ф.Рахимкулов, В.И.Портнов, И.И.Кравченко и др. - В кн.: Новые методы увеличения нефтеотдачи пласта. - М.: ВНИИОЭНГ, 1968, с. 56-66.

115. Лабораторные и опытнo-промышленные исследования по применению загустителей воды с целью увеличения нефтеотдачи/ И.Ф. Рахимкулов, В.И. Портнов, И.И. Кравченко. - В кн.: Тр. УфНИИ, 1968, вып.24, с. 302-310.

116. Кисляков Ю.П., Демин М.В., Русских В.Н. Влияние градиентов давления на величину параметров пласта на Туймазинском месторождении. - Нефт. хоз-во, 1964, №2, с.23-28.

117. Шустер И.Н., Викторин В.Д. Роль трещиноватости пластов в условиях разработки месторождений при повышенном давлении нагнетания. - Тр. ПермНИПинетфь, 1973, вып.8, с.66-78.

118. Лапук Б.Б., Закиров С.Н. Учет неоднородности пласта в задачах фильтрации нефти, газа и воды. - Нефт. хоз-во, 1964, №5, с. 49-53.

119. Muskat M. and Wyckoff R.D. An approximate theory of water-coning in oil production. AIME Trans., 114, 144, 1935.

120. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. - М.: Гостоптехиздат, 1949. - 523 с.

121. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. - М.: Гостоптехиздат, 1963. - 396 с.

122. Телков А.П., Стклянин Ю.И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. - М.: Недра, 1965. - 163 с.

123. Иманаев Н.Г. О влиянии слабосцементированных прослоев на замедление процесса обводнения скважин подошвенной водой. - В кн.: Опыт изоляции пластовых вод, М., 1963, с. 3-6.

124. Демушкин Ю.И., Князев А.И. Особенности обводнения скважин водонефтяной зоны Южно-Мешонского поднятия. - Нефть и газ Тюмени, 1972, №6, с. 53-55.

125. Асмоловский В.С., Попов А.М. Особенности обводнения скважин Ново-Хазинской площади Арланского месторождения. - Нефт. хоз-во, 1970, №10, с. 28-31.

126. Кулиев В.В., Насбов М.Н. Применение ПАВ для борьбы с притоком пластовых вод на месторождении Песчаный-море. - Изв. АН

Азерб.ССР. Наука о земле. 1969, №2, с. 14-70.

127. Сулейманов Р.Г. Об эффективности изоляции подошвенной воды методом установки водонепроницаемых экранов. - Нефт. хоз-во, 1971, №9, с. 49-52.

128. Клочко И.П., Миронов Ю.С. Разработка южной зоны пласта Д-1 Шкаповского месторождения. - Нефт. хоз-во, 1965, №11, с. 38-41.

129. Сургучев М.Л. Взаимодействие скважин и их обводнение. - Тр. Гипротовнефть, 1965, вып.9, с. 158-163.

130. Князев С.В., Лысенко В.Д. Влияние геолого-физических и технологических условий разработки нефтяных пластов с подошвенной водой на обводнение продукции скважин. - Тр. ТатНИПИнефть, 1973, вып.24, с. 124-125.

131. Шумилов В.А. О мероприятиях по повышению нефтеотдачи пластов на Ромашкинском месторождении. - Нефт. хоз-во, 1974, №7, с. 36-38.

132. Телков А.П. Учет интерференции несовершенных скважин при расчетах времени обводнения их подошвенной водой. - Нефт. хоз-во, 1970, №6, с. 27-31.

133. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. - М.: Недра, 1991. - 384 С.

134. Глазова В.М., Трахтман Г.И. Совершенствование интенсификации притока нефти к забою скважин путем кислотных обработок. - М.: ВНИИОЭНГ, 1985. - 61 С.

135. Балакиров Ю.А., Кривоносов И.В. Пути повышения производительности нефтяных и приемистости нагнетательных скважин в объединении "Беларуснефть". - М.: ВНИИОЭНГ, 1971. - 69 С.

136. Тосунов Э.М., Кулаков П.И. Солянокислотная обработка карбонатных пластов мезозойских отложений Чечено-Ингушетии. - Грозный: Чечено-Ингушское изд-во, 1967. - 87 С.

137. Применение азота в добыче нефти / Ю.Д.Качмар, В.Е.Янив, Е.В.Рыбчак и др. - М.: ВНИИОЭНГ, 1973. - 56 С.

138. Воздействие на призабойную зону низкопроницаемых коллекторов кислотными растворами в смеси с природным газом / А.М.Гнатюк, Д.А.Егер, Ю.Д.Качмар и др. - М.: ВНИИОЭНГ, 1983. - 51 С.

139. Физико-химические методы повышения производительности скважин / В.П.Шалинов, М.Ф.Путилов, В.С.Уголев и др. - М.: ВНИИОЭНГ, 1974. - 69 С.

140. Южанинов П.М., Якимов С.В., Вилисов В.Н. Применение кремнийфтористоводородной кислоты для обработок призабойной зоны скважин. - М.: ВНИИОЭНГ, 1989. - 30 С.

141. Ю.А.Балакиров, А.С.Кувшинов, Ю.Г.Рябов и др. А.с.1609981 (СССР). Состав для обработки призабойной зоны карбонатного пласта - Опубликовано в Б.И., 1990, № 44.

142. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1990. - 427 с.

143. Требин Г.Ф., Капырин Ю.В., Савинихина А.В. О предотвращении выпадения из нефти парафина в процессе разработки месторождений. - Нефт. хоз-во, 1970, № 10, с. 31-34.

144. Требин Г.Ф., Капырин Ю.В. А.с. 315756 (СССР). Способ предупреждения выпадения парафина. - Оpubл. в Б.И., 1972, № 29.
145. Требин Г.Ф., Капырин Ю.В., Савинихина А.В. Физические аспекты разработки месторождений высокопарафинистой нефти. - Нефт. хоз-во, 1974, № 8, с. 38-40.
146. Светлицкий В.М., Малицкий Е.А., Фещук О.В. А.с.1084420 (СССР). Способ определения радиуса снижения проницаемости призабойной зоны пласта. - Оpubл. в Б.И., 1984, № 13.
147. Harri Robert Y. Waterflood stabilization for paraffinic crude oils. Cities Service Oil Co. U.S. Cl. 166-272, Int. Cl3. E21B43/24, Filed Nov. 28, 1972.
148. Джамалов И.М., Гараджамирли Ч.Ю. Исследование процесса отложений тяжелых компонентов в пористой среде в зависимости от перепада температуры. - Нефт. хоз-во, 1974, №11, с. 47-48.
149. Коробков Е.И. Механизм вытеснения из пластов высокопарафинистых нефтей при внутрипластовом горении. - Нефт. хоз-во, 1983, № 10, с. 39-42.
150. Михальков П.В., Вострикова В.П. А.с. 581242(СССР). Способ предупреждения асфальто-парафиновых отложений в нефтяной скважине. - Оpubл. в Б.И., 1977, № 43.
151. Bucaram Salim M., Mortimer Alfred L. Paraffin deposition Inhibition in lol. Atlantic Richfield Co. 3722592, U.S. CL. 166-304, Int. CL3. E21B43/00, C09K3/00, Filed Dec. 14, 1971.
152. Вострикова В.П., Нестеренко Л.Т. Исследования влияния полиэтилена на индукционный период процесса кристаллизации парафина в нефти. - Тр. Ин-та геол. и разработки горючих ископаемых АН СССР, 1976, вып. 28, с. 50-57.
153. Обработка призабойной зоны скважины раствором полимера /В.П.Вострикова, П.В.Михальков и др. - Нефтепромысл. дело, 1978, №11, с. 12-13.
154. Симкин Э.М., Бернштейн М.А. Динамика запарафинирования коллектора в процессе фильтрации нефти. - Нефт. хоз-во, 1975, № 2, с. 44-47.
155. Сургучев М.Л., Симкин Э.М., Жданов С.А. Влияние теплофизических методов воздействия на призабойные зоны на нефтеотдачу. - Нефт. хоз-во, 1977, № 6, с. 35-37.
156. Мустафин Г.Г. Применение термохимического метода обработки призабойной зоны пластов на месторождениях Татарской АССР. - Нефтепромысл. дело, 1981, № 9, с. 46-48.
157. Бойко В.С. Методика оптимизации температурного режима внутрискважинной термохимической обработки. - Разведка и разраб. нефт. и газовых месторождений, 1982, вып.19, с.109-113.
158. Бойко В.С., Савенков Г.Д., Дорошенко В.М. Технологические основы и опыт применения внутрипластовых термохимических обработок. - Нефт. и газовая пром-сть, 1982, № 2, с.35-38.
159. Савенков Г.Д., Бойко В.С., Сухан В.С. А.с.442288 (СССР). Способ термохимической обработки призабойной зоны скважин. - Оpubл. в Б.И., 1985, № 34.
160. Hutchison Stanley O., McKinnell John C. Method and apparatus for removal of petroliferous adherent solids from an inaccessible surface.

Chevron Reseach Co. 3637021, U.S. Cl. 166-302, Int. Cl3. E21B21/00, Filed Jan. 25, 1970.

161. Сулейманов А.Б., Мамедов Н.Г. Исследование некоторых тепловых методов депарафинизации. - Азерб. нефт. хоз-во, 1975, № 4, с. 43-45.

162. Procède pour le nettoyage des puits de petrole. Petro Well Service, Inc. Patent of France No. 2058614, Inc. CL3. E21B21/00, Filed Sept. 18, 1969.

163. Rollo William C., Melencon John. Solvent for and thod of cleaning well bores flowlines and the like. Patent of Australia No 476808, Int. Cl3. C10L10/04, E21B43/00, Filed Feb. 26, 1973.

164. Liszka Kazimierz, Kohsling Zofia, Jewulski Jan, Ogorzalek Anna, Niemczyk Tereza. Zastosowanie ultradzwiekow dla zwalczania osadow parafinowych w odwiertach w swietle badan laboratoryjnych. Zesz. nauk, AGH, 1972, No. 373, 303-316.

165. Гусейнов М.Р., Ширинов Ш.Г., Манюхин Н.М. Усовершенствование способа воздействия на призабойную зону пласта нефтерастворителями. - Азерб. нефт. хоз-во, 1980, № 1, с.14-17.

166. Смольников Н.В., Симонов В.А. Повышение эффективности обработок скважин месторождения Узень углеводородными растворителями. - Тр. СевКазНИПИнефть, 1976, вып. 3, с.37-39.

167. Совершенствование технологических схем обработок скважин растворителями / М.Д. Батирбаев, В.И. Гусев и др. - Нефтепромысл. дело и транспорт нефти, 1984, № 4, с. 11-13.

168. Мамедов Т.М. Добыча нефти с применением углеводородных растворителей. - М.: Недра, 1984. - 152 с.

169. Хангильдин Г.Н. О капитальном ремонте скважин в Туймазах. - Нефт. хоз-во, 1955, №12, с. 35-39.

170. Опыт эксплуатации нефтяных скважин с подошвенной водой и верхним газом на Анастасиевско-Троицком месторождении Краснодарского края / И.Д.Амелин, О.К.Обухов, Ю.Д.Любинец и др. - В кн.: Опыт изоляции пластовых вод, 1963, с. 86-106.

171. Иманаев Н.Г. Опыт изоляции подошвенных вод на водоплавающих участках Туймазинского нефтяного месторождения. - В кн.: Опыт изоляции пластовых вод, 1963, с. 52-59.

172. Иванов Т.Ф. Изоляция подошвенных вод с помощью создания глинистых пропластков экранов. - Нефтепромысл. дело, 1965, №1, с. 9-11.

173. Хангильдин Г.Н. Химический тампонаж скважин. - М.-Л.: Гостоптехиздат, 1953. - 123 с.

174. Умрихина Е.Н., Рабинович А.Б. Исследование синтетических смол с целью установления возможности использования их для исправления цементного кольца в нефтяных скважинах. - В кн.: Опыт изоляции пластовых вод, 1963, с.198-209.

175. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1981. - 232 с.

176. Кравченко И.И., Карцев Е.В. Промысловые исследовательские работы по получению гидрофобных водо-нефтяных эмульсий для

применения в целях изоляции подошвенных вод. - В кн.: Тр. УфНИИ, 1961, вып.6, с. 113-121.

177. Зарубин Ю.А., Акульшин А.И., Семкив Б.Н. Новые методы ограничения водопритоков в скважины на месторождениях Украины. - М.: ВНИИОЭНГ, 1986. - 47 с.

178. Валиев И.Ш., Кувандинов И.Ш., Соколов Б.Б. А.с.872734(СССР). Состав для изоляции притока пластовых вод в скважину и способ его получения. - Оpubл. в Б.И., 1981, №38.

179. Robert H.Friedman. Methods for selective plugging. Getty Oil Co. 3811508, U.S. Cl.166-288, Int. Cl3. E21B33/13, Filed July 10, 1972.

180. Світлицький В.М., Ягодовський С.І., Галустьян Г.Р. Поточний та капітальний ремонт свердловин. - К.: Логос, 2001. - 344 с.

181. Поздеев О.В., Глушенко В.Н. Ограничение водопритоков в скважины обратными латекснефтяными эмульсиями. - М.: ВНИИОЭНГ, 1989. - 38 с.

182. Kenneth H.Nimerik. Method for temporarily sealing a permeable formation. The Dow Chemical Co. 3766984, U.S. Cl.166-294, Int. Cl3. E21B38/138, Filed May 20, 1968.

183. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. - М.: Недра, 1991. - 384 с.

184. Randolph H.Knapp. Asphalt plug emplacement process. Shell Oil Co. 3901316, U.S. Cl.166-250, Int. Cl3. E21B33/138, Filed Aug.13, 1974.

185. Lawrence L.Bott. Secondary recovery of petroleum. Nalco Chemical Co. 3779316, U.S. Cl.166-276, Int. Cl3. E21B43/02, Filed Dec.2, 1971.

186. Edwin A.Richardson., Ronald F.Schernerman. Plugging solution precipitation time control. Shell Oil Co. 3730272, U.S.Cl.166-294, Int.Cl3.E21B33/13, 43/25, Filed May.17, 1971.

187. Edwin A.Richardson. Plugging solution precipitation time control by charge neutralisation. Shell Oil Co. 3732927, U.S. Cl.166-294, Int. Cl3. E21B33/138, Filed Juli 29, 1971.

188. Маляренко А.В., Земцов Ю.В., Шпонько А.И., Даровских С.В. и др. А.с. 859612(СССР). Состав для изоляции притока пластовых вод в нефтяных скважинах. - Оpubл. в Б.И., 1981, №32.

189. Швед Г.М., Корх Г.И., Алексеев Н.Н. А.с.883361 (СССР). Состав для изоляции притока пластовых вод в нефтяные скважины. - Оpubл. в Б.И., 1981, №43.

190. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н. Новые методы ограничения притока воды в нефтяные скважины. - М.: Недра, 1974. - 168 с.

191. Балакиров Ю.А., Маряк С.Г. Повышение производительности нефтяных пластов и скважин. - К.: Техніка, 1985. - 118 с.

192. Балакиров Ю.А., Капушак Л.В., Слепян Е.А. Оптимальное управление процессами нефтедобычи. - К.: Техніка, 1987. - 148 с.

193. Алмаев Р.Х., Березкина Л.В., Рахимкулов И.Ф. Адсорбция полимеров акриламида на кварцевых песчаниках. - Нефтепромысл. дело, 1982, №6, с. 13-15.

194. Тампонаж обводненных горных пород/ Э.Я.Кипко, Ю.А.Полозов, О.Ю.Лушникова и др. - М.: Недра, 1989. - 318 с.

195. Яремийчук Р.С., Светлицкий В.М., Савьюк Г.П. Повышение продуктивности скважин при освоении и эксплуатации месторождений парафинистых нефтей. - Киев: Укрگیпрониінефть, 1993. - 226 с.
196. Балакиров Ю.А., Светлицкий В.М. Техніко-технологіческие основы магнітоводоізоляціонных работ в скважинах. - Киев: Укрگیпрониінефть, 1993. - 127 с.
197. Реологические свойства магнітоактивных изолирующих растворов / А.И.Акульшин, Ю.А.Балакиров, В.М.Светлицкий, Р.С.Яремийчук. - Изв. вузов. Нефть и газ, 1990, № 5, с.59-62.
198. Светлицкий В.М., Острянская Г.М. Фильтрационные свойства изоляционной структуры. - Нефть. и газовая пром-сть, 1990, № 2, с. 35 - 37.
199. Малицкий Е.А., Светлицкий В.М., Фещук О.В. А.с.1025880 (СССР). Установка для изучения процессов, происходящих в призабойных зонах пластов нефтяных и газовых скважин. - Оубл. в Б.И., 1983, № 24.
200. Малицкий Е.А., Светлицкий В.М., Фещук О.В. Установка для исследования выпадения и растворения парафинов в пористой среде. - Нефть. и газовая пром-сть, 1984, № 1, с. 41-42.
201. Исследование условий выпадения и растворения парафиновых отложений в пористой среде / О.В. Фещук, Е.А. Малицкий, И.Н. Мищук, В.М. Светлицкий, Л.Г. Золотарева. - Нефтепромысл. дело, 1981, № 7, с. 25-28.
202. Светлицкий В.М., Краснов В.В., Малицкий Е.А., Фещук О.В. А.с. 1190014 (СССР). Установка для определения параметров фильтрации пластовых нефтей в пористой среде. - Оубл. в Б.И., 1985, № 41.
203. Светлицкий В.М., Кушнір Ю.Б. Исследование процесса ограничения водопритока в добывающую скважину на модели пласта// Нефть. и газ. про-сть. - 1991. - №2. - С. 31-34.
204. Светлицкий В.М. Увеличение производительности скважин кислотными композициями на основе азотнокислого карбамида. - Киев, 1993.- 7 с. - Деп. в ГНТБ України 26.08.93, №1786-Ук93.
205. Бантуш В.В, Зарубин Ю.А., Акульшин А.И., Балакиров Ю.А., Светлицкий В.М. А.с. 1739014 (СССР). Способ термохимической обработки пласта. - Оубл. в Б.И., 1992, № 21.
206. Светлицкий В.М. Кислотный комплекс в неактивной форме. - Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений: Сб. науч.тр. Укрگیпрониінефть - Киев, 1991. - с. 38 - 43.
207. Swietlickij W.M. Zwiększenie produktywnosci odwiertow w skomplikowanych warunkach geologiczno-gornicznych. - W ks.: Osiagniecie przemyslu naftowego Ukrainy i Polski i kierunki jego rozwoju, Czarna, 1992, str. 24-49.
208. Светлицкий В.М. Об одном методе увеличения производительности скважин. - В кн.: Международный симпозиум по проблемам разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа, бурения и эксплуатации скважин. Киев-Варшава, 1993, с.198-202.
209. Тосунов Э.М., Полухина Н.А., Ламаш И.А. и др. А.с.1035201 (СССР). Самогенерирующаяся пенная система для освоения скважины. - Оубл. в Б.И., 1983, №30.

210. Каррер П. Курс органической химии. - Л.: Госхимиздат, 1962. - 1216 с.
211. Чичибабин А.Е. Основные начала органической химии. - М.: Госхимиздат, 1963. - Т. 1. - 910 с.
212. Справочник химика-аналитика / А.И.Лазарев, И.П.Харламов, П.Я.Яковлев, Е.Ф.Яковлева. - М.: Металлургия, 1976. - 183 с.
213. Балакіров Ю.А., Світлицька І.В., Світлицький В.М. Патент України на винахід №10602А. Оубл. 25.12.96. Бюл. №4. Спосіб кислотної обробки свердловини.
214. Светлицкий В.М. О коррозионной активности кислотного комплекса. - Киев, 1992. - 6 с. - Деп. в УкрИНТЭИ 10.12.92, №1929-Ук92.
215. Балакіров Ю.А., Світлицький В.М., Мамедов Ф.С., Баришев Е.А. Патент України на винахід №16869. Оубл. 29.08.97. Бюл. №4. Спосіб кислотної обробки свердловини.
216. Светлицкий В.М. Влияние магнитного поля на активность кислотных растворов. - Киев, 1993.- 9с. - Деп. в ГНТБ Украины 28.10.93, №2114-Ук93.
217. Светлицкий В.М. Снижение коррозионной активности кислотных составов в постоянном магнитном поле. - В кн.: Международный симпозиум по проблемам разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа, бурения и эксплуатации скважин. Киев-Варшава, 1993, с.206-208.
218. Скважинное устройство на постоянных магнитах / В.М.Светлицкий, Ю.А.Балакиров, О.М.Лабий, И.М.Моклович, Т.И.Сабан. - Киев., 1990. - 14 с. Деп. во ВНИИОЭНГ 22.10.90, №1910 - нр90.
219. Устройство скважинное на постоянных магнитах с системой нейтрализации магнитного поля/ В.М.Светлицкий, Ю.А.Балакиров, О.М.Лабий, И.М.Моклович, Т.И.Сабан. - Разработка и эксплуатация нефтетегазоконденсатных месторождений: Сб. науч. тр. Укрдипроиннефть. - Киев, 1991. - с. 44-50.
220. Світлицький В.М. Взаємодія розчинів та композицій азотнокислого карбаміду з породою. - Нафт. і газова пром-сть, 1993, №4, с.29-31.
221. Хазипов Р.Х., Герасимова М.Г. Подбор растворителей для удаления органических отложений. - Нефтепромысл. дело, 1982, № 6, с. 18-19.
222. Об эффективности растворителей парафиноотложений / Л.Г. Золотарева, Е.А. Малицкий, В.М. Светлицкий и др. - Нефтепромысл. дело и транспорт нефти, 1984, № 4, с. 13-15.
223. Liszka K. and oth. - Badania laboratoryjne nad zastosowaniem chemicznej metody zwalczania osadów parafinowych w odwiertach eksploatacyjnych. - Nafta (Polska), 1970, 6, vol.26, No. 6, p. 167-170.
224. Методика исследованной растворяющей способности углеводородных растворителей и результаты ее использования / Н.В. Смольников, В.Ф. Будников и др. - Тр. СевКавНИПИнефть, 1977, вып. 4, с. 44 - 48.
225. Малицкий Е.А., Светлицкий В.М., Фещук О.В. Особенности фильтрации парафинистой нефти. - Нефт. хоз-во, 1983, № 4, с. 44-47.
226. Бабалян Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти. - М.: Недра, 1974. - 178 с.

227. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабилов М.М. Аномальные нефти. - М.: Недра, 1975. - 168 с.
228. Мархасин И.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. - М.: Недра, 1977. - 214 с.
229. Малицкий Е.А., Светлицкий В.М., Фещук О.В. Особенности фильтрации парафинистых нефтей Прикарпатья. - В кн.: Проблемы повышения эффективности разработки и увеличения нефте-газо- и конденсатоотдачи месторождений Украинской ССР. Ивано-Франковск, 1982, с. 70-72.
230. Баишев Т.Б., Якуба С.И. Влияние гистерезиса вязкости нефти при неизотермической фильтрации на нефтеотдачу пластов. - Тр. ВНИИнефть, 1983, вып. 83, с. 241-246.
231. Баишев Т.Б. О гистерезисе вязкости парафинистой нефти. - Тр. ВНИИнефть, 1983, вып. 83, с. 197-201.
232. Требин Ф.А. Нефтепроницаемость песчаных коллекторов. - М.-Л.: Гостоптехиздат, 1945. - 140 с.
233. Ториков Д.М. К вопросу о затухании фильтрации полярных нефтей. - Докл. АН СССР, 1952, т. 84, № 6, с. 1195.
234. Бабалян Г.А., Мархасин И.Л., Рудаков Г.В. Влияние асфальтосмолистых компонентов нефти карбона на ее фильтрацию. - Тр. УФНИИ, 1961, вып. 7, с. 31-40.
235. Рудаков Г.В., Мархасин И.Л., Бабалян Г.А. О влиянии поверхностно-активных компонентов на затухание фильтрации нефти в пористой среде. - В кн.: Применение ПАВ в нефтяной промышленности. М.: Гостоптехиздат, 1961, с. 252-255.
236. Светлицкий В.М. О затухании фильтрации нефти. - В кн.: Тез. докл. VI Респ. конф. по физико-химии, технологии получения и применения промывочных жидкостей, дисперсных систем и тампонажных растворов. Ивано-Франковск, 1985, т. 2, - 210 с.
237. Светлицкий В.М. Затухание фильтрации парафинистой нефти при температурах ниже температуры ее насыщения парафином. - В кн.: Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений, Львов, 1990, вып.27, с. 74-77.
238. Особенности процессов отложения асфальтосмолопарафиновых веществ в пористой среде / В.М. Светлицкий, Е.А.Малицкий и др. - Нефт. хоз-во, 1983, № 11, с. 58-59.
239. Рабинович Е.З. Гидравлика. - М.: Недра, 1977. - 304 с.
240. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1982. - 312 с.
241. Экспериментальное изучение фильтрации нефти при температурах ниже температуры ее насыщения парафином/С.А.Кундин, Р.Г.Аллахвердиева, Ю.П.Борисов и др. - В кн.: Научн.-техн. сб. по добыче нефти, 1973, вып. 45, с. 40-52.
242. Количественная и качественная оценка асфальтосмолопарафиновых веществ в пористой среде / В.М. Светлицкий, Е.А. Малицкий и др. - Нефтепромысл. дело и транспорт нефти, 1984, № 5, с. 14-16.
243. Светлицкий В.М., Малицкий Е.А., Фещук О.В. и др. А.с. 1178134 (СССР). Способ оценки эффективности растворителей асфальтосмоло-

парафиновых отложений. - Оубл. в Б.И., 1985, № 33.

244. Белкин И.М., Виноградов Г.В., Леонов А.И. Ротационные приборы, измерение вязкости и физико-химических характеристик материалов. - М.: Машиностроение, 1968. - 272 с.

245. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. - М.: Недра, 1987. - 304 с.

246. Султанов С.А. Контроль за заводнением нефтяных пластов. - М.: Недра, 1974. - 223 с.

247. Балакиров Ю.А., Светлицкий В.М., Акульшин А.И. Прочность структуры, создаваемой магнитоактивными изоляционными растворами при воздействии на них магнитным полем. - К., 1989. - 6 с. - Деп. во ВНИИОЭНГ 22.06.89, №1729 - НГ 89.

248. Балакиров Ю.А., Светлицкий В.М., Акульшин А.И. Предельное напряжение сдвига магнитоактивных изолирующих растворов. - В кн.: Применение магнитоактивных материалов и магнитных систем в народном хоз-ве, Киев, 1989, с.9.

249. Кальдебекова Л.И., Орлов В.С. Расчет обводнения пластов с учетом вязкопластичных свойств нефти. - Нефт. хоз-во. - 1974. - № 4. - С. 39-43.

250. Гидравлика глинистых и цементных растворов/ Мирзаджанзаде А.Х., Мирзоян А.А., Геванян Г.М., Сеид-Рза М.К. - М.: Недра, 1966. - 298 с.

251. Светлицкий В.М., Балакиров Ю.А., Светлицкая И.В. Ограничение водопритока магнитоактивными изолирующими растворами. - Нефтяная и газовая пром-сть, 1990, № 4, с.40-42.

252. Савчук М.И., Мотрук И.Ю. Методика расчета силовых систем на постоянных магнитах. - Нефт. и газовая пром-сть, 1988, №4, с. 24-26.

253. Кармазин В.В., Кармазин В.И. Магнитные и электрические методы обогащения. - М.: Недра, 1988. - 304 с.

254. Кузьмичев В.Е. Законы и формулы физики. - Киев: Наук. думка, 1989. - 864 с.

255. Фролов Ю.Г. Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы. - М.: Химия, 1989. - 464 с.

256. Бойко В.С. Математическая модель движения гранул в трещине// В кн.: Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. - Львов, 1990. - Вып. 27. - С. 80-84.

257. Шахназаров А.А. Определения времени заиления призабойной зоны нагнетательных скважин. - Тр. УкрНИИПНД, 1969. - Вып.3. - С. 218-222.

258. Мельничук В.К., Островский Ю.М., Назарок В.И. Кольматаж порового пространства при фильтрации суспензии. - Тр.УкрНИИПНД, 1974. - Вып.14-15. - С. 137-146.

259. Гидравлика и гидропривод/ В.Г.Гейер, В.С.Дулин, А.Г.Боруменский, А.Н.Заря. - М.: Недра, 1981. - 295 с.

260. Подземная гидравлика/ К.С.Басниев, А.М.Власов, И.Н.Кочина, В.М.Максимов. - М.: Недра, 1986. - 303 с.

261. Бибик Е.Е. Реология дисперсных систем. - Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1981. - 172 с.

262. Литвинов В.Г. Движение нелинейно-вязкой жидкости. - М.: Наука, 1982. - 376 с.

263. Пирвердян А.М. Физика и гидравлика нефтяного пласта. - М.: Недра, 1982. - 192 с.
264. Шищенко Р.И., Есьман Б.И., Кондратенко П.И. Гидравлика промысловых жидкостей. - М.: Недра, 1976. - 294 с.
265. Шейдеггер А.Э. Физика течения жидкостей через пористые среды. - М.: Гостоптехиздат, 1960. - 249 с.
266. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. - М.: Наука, 1970. - 904 с.
267. Гукасов Н.А., Кочиев А.М. Гидравлика в разведочном бурении. М.: Недра, 1991. - 250 с.
268. Светозарова Г.И., Мельников А.А., Козловский А.В. Практикум по программированию на языке бейсик. - М.: Наука, 1988. - 368 с.
269. Эмиль Дж. Берчик. Свойства пластовых жидкостей. - М.: Гостоптехиздат, 1960. - 184 с.
270. Чекалюк Э.Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа. - Киев: Гостехиздат, 1961. - 286 с.
271. Чекалюк Э.Б. Метод определения физических параметров пласта. - Нефт. хоз-во, 1958, N11, с.42-48.
272. Канюга А.П. Упрощенный метод обработки кривых восстановления давления и притоков. - Нефт. и газовая пром-сть, 1964, N1, с.32-36.
273. Руководство по гидрогазодинамическим и термометрическим методам исследований разведочных скважин / А.П.Канюга, Т.В.Шелешко, Я.Г.Мельничук и др. - К., Научная мысль, 1972, 348 с.
274. Яремійчук Р., Возний В. Освоєння та дослідження свердловин. - Львів: 1994. - 440 с.
275. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. - Г.: Недра, 1984. - 269 с.
276. Коротаев Ю.П., Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. - Г.: Недра, 1971. - 208 с.
277. Сливинская А.Г., Гордон А.В. Постоянные магниты. - М.: Энергия, 1965. - 128 с.
278. Коген-Далин В.В., Комаров Е.В. Расчет и испытание систем с постоянными магнитами. - М.: Энергия, 1977. - 247 с.
279. Арнольд Р.Р. Расчет и проектирование магнитных систем с постоянными магнитами. - М.: Энергия, 1969. - 184 с.
280. ОСТ 11.707.023-81. Ферриты магнитотвердые прецизионные. Марки и основные параметры. Срок введения с 01.01.1987 г. - 18 с.
281. Магнитные устройства для очистки скважин / Ю.А.Курников, И.Ф.Концур, М.Т.Кобылянская, Л.И.Романишин. - Львов: Выща школа, 1988. - 107 с.
282. Константинов О.Я. Расчет и конструирование магнитных и электромагнитных приспособлений. - Л.: Машиностроение, 1967. - 315 с.
283. Аметов И.М., Шерстнев Н.М. Применение композитных систем в технологических операциях эксплуатации скважин.- М.: Недра, 1989. - 213 с.
284. Верников А.Я. Магнитные и электромагнитные приспособления в металлообработке. - М.: Машиностроение, 1984. - 157 с.
285. Светлицкий В.М., Ягодовский С.И. Стимулирование работы

эксплуатационных скважин на месторождениях Джуньюанского нефтегазодобывающего объединения. - К.: Логос, 1998. - 43 с.

286. Светлицкий В.М., Ягодновский С.И., Гаркот В.С. Повышение производительности скважин эффективными кислотными составами. - W ks.: Problemy naukowo-badawcze i rozwojowe pochukiwan i eksploatacji zloz gazu ziemnego i ropy naftowej; Prace instytutu gornictwa naftowego i gazownictwa, Krakow, 2000, nr 110, str.657-660.

287. Щербина К.Г., Світлицький В.М., Зезекало І.Г. Використання нітрату карбаміду у режимі горіння для внутрішньопластової обробки нафтогазоконденсатних свердловин. Нафт. і газова пром-сть, 1998, №5, с.29-30.

288. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1988. - 422 с.

289. Методи интенсифікації притоків в нафтяних і газових скважинах з використанням енергії взрива і горіння взривчатих матеріалів / А.М.Дуванов, І.Н.Гайворонський, А.А.Михайлов й др. - М., 1990. - 34 с. -(Обзор. информ. /ВНИИОЗНГ; вып. 11; сер. Регион. и морская геофизика).

290. Пакет прикладных програми "Плазма" / Ю.Г.Чернов, Б.Б.Сахаров, М.И.Гуревич, В.Ю.Веретеннов. - М.: ИАЗ, 1981. - 64 с.

291. Серебряков М.Е., Оппоков Г., Гретен К. Внутренняя баллистика. - М.: Наука, 1939. - 472 с.

292. Chemical process of the treatment of condensate and oil strata. I.G. Zezekalo, A.V.Loboiko, K.G.Scherbina and other // The First European Congress on Chemical Engineering in ossasion of lcheap. - 1997. - 3. - С. 603-606.

293. Острянская Г.М., Светлицкий В.М. Изолирующий раствор на основе магнитоактивных веществ. - В кн. Применение магнитоактивных материалов и магнитных систем в народном хоз-ве, Киев, 1989, с.6.

294. Светлицкий В.М. Создание многослойного водоизолирующего барьера. - В кн.: Международный симпозиум по проблемам разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа, бурения и эксплуатации скважин. Киев-Варшава, 1993, с.185-188.

295. Светлицкий В.М. Применение магнитоактивных дисперсных систем при изоляции заколонных перетоков. - В кн.: Международный симпозиум по проблемам разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа, бурения и эксплуатации скважин. Киев-Варшава, 1993, с.174-179.

296. Балакиров Ю.А., Гильман К.М., Альтшулер М.А., Пасмурцева Н.А., Светлицкий В.М., Кирпа В.В., Мамедов Ф.С., Пруссак А.Г., Аметов И.М., Куприенко П.И. А.с.1739006 (СССР). Способ ограничения водопритока в скважине. - Оубл. в Б.И., 1992, №21.

СОДЕРЖАНИЕ

	стор.
Введение	5
1. Основные причины, вызывающие снижение производительности скважин	7
1.1. Влияние геолого-физических особенностей продуктивных пластов на производительность скважин	7
1.2. Снижение фильтрационных характеристик призабойной зоны при вскрытии, освоении и эксплуатации скважин	9
1.3. Термобарические условия залежей и призабойных зон продуктивных пластов	11
1.4. Факторы, влияющие на процесс формирования парафинистых отложений	15
1.5. Факторы, обуславливающие обводнение скважин	30
2. Методы повышения производительности скважин	35
2.1. Физико-химическое воздействие на призабойную зону продуктивных пластов	35
2.2. Методы борьбы с формированием парафинистых отложений в призабойной зоне пластов	37
2.3. Методы изоляции и ограничения притока пластовых вод в скважины	38
3. Аппаратура для проведения экспериментальных исследований и моделирования глубинных процессов	47
3.1. Установка для определения предельного напряжения сдвига изоляционной структуры	47
3.2. Установка для определения фильтрационных свойств изоляционной структуры	49
3.3. Установка для моделирования процессов, происходящих в призабойной зоне продуктивных пластов	50
3.4. Секционный кернодержатель	54
3.5. Установка для определения параметров фильтрации флюидов в пористой среде	57
3.6. Двухслойная модель пласта	61

4. Управляемые дисперсные системы и композиционные составы для повышения производительности скважин	63
4.1. Нитрат карбамида	63
4.1.1. Коррозионная активность нитрата карбамида и композиций на его основе	66
4.1.2. Влияние магнитного поля на коррозионную активность нитрата карбамида	68
4.1.3. Увеличение проницаемости модели пласта при воздействии кислотных композиций	73
4.2. Растворители парафинистых отложений	78
4.2.1. Подбор растворителей парафинистых отложений	78
4.2.2. Исследование влияния температуры на процесс фильтрации парафинистой нефти	84
4.2.3. Затухание фильтрации	95
4.2.4. Динамика формирования парафинистых отложений	99
4.2.5. Количественная и качественная оценка асфальто-смоло-парафиновых веществ отложившихся в пористой среде	100
4.2.6. Экспериментальные исследования по удалению парафинистых отложений из пористой среды	104
4.2.7. Определение избирательного воздействия растворителей парафинистых отложений	108
4.3. Дисперсные системы на основе магнитоактивных веществ	111
4.3.1. Реологические свойства магнитоактивных изолирующих составов	111
4.3.2. Прочность структуры, создаваемой магнитоактивными изолирующими составами	114
4.3.3. Фильтрационные свойства магнитоактивной изоляционной структуры	116
4.3.4. Движение магнитоактивных частиц в постоянном магнитном поле	118
4.3.5. Моделирование процесса создания магнитоактивного водоизоляционного экрана	120
5. Гидродинамические расчеты технологических параметров процессов увеличения продуктивности скважин	125
5.1. Седиментационная устойчивость дисперсных систем	125
5.2. Фильтрация дисперсных систем в пористой среде	130
5.3. Нагнетание псевдопластичной жидкости в пористую среду.	133
5.4. Нагнетание псевдопластичной жидкости в трещинную и трещинно-пористую среду	135

5.5.Определение устойчивости вязкопластичной жидкости в пористой среде	137
5.6.Определение устойчивости вязкопластичной жидкости в трещинной и трещинно-пористой среде	140
5.7.Методика определения локализации парафинистых отложений в призабойной зоне продуктивного пласта	142
5.8.Интегральный метод определения параметров пласта по кривым восстановления давления в остановленной скважине с учетом приток	146
6. Скважинные магнитные устройства для проведения технологических операций	160
6.1.Электрический скважинный генератор магнитного поля	160
6.2.Скважинный генератор магнитного поля на постоянных магнитах	162
6.3.Скважинное устройство на постоянных магнитах с системой нейтрализации магнитного поля	170
7. Технология получения нитрата карбамида в промышленных условиях	175
8. Увеличение производительности скважин управляемыми дисперсными системами на основе нитрата карбамида	177
8.1.Кислотное воздействие на продуктивные пласты	177
8.2.Комплексная обработка призабойной зоны скважин	185
8.3.Термохимическое воздействие на призабойную зону продуктивного пласта дисперсной системой на основе нитрата карбамида	188
8.4.Использование нитрата карбамида в режиме горения для внутрислоевой обработки скважин	194
8.5.Удаление парафинистых отложений из призабойной зоны продуктивного пласта	196
8.6.Ограничение притока воды в добывающие скважины управляемыми дисперсными магнитоактивными системами	199
8.7.Создание многослойного водоизолирующего барьера	204
8.8.Применение магнитоактивных дисперсных систем при изоляции заколонных перетоков	205
Литература	208

**Светлицкий В.М., Демченко П.Н., Зарицкий Б.В.
Проблемы увеличения производительности скважин.**

Над выпуском работали:
Редактор А.В. Паливода
Корректор Г.П. Шляхтич
Компьютерная верстка С.В. Биховец

Подписано к печати 14.10.2002 г.
Бумага мелованная
Гарнитура UkrainianTextBook
Условный печатный лист 15

Формат 84x108/32
Печать офсетная
Тираж 500

Издатель Паливода Алла Владимировна
02068, г. Киев, ул Кошиця, 7, кв. 90, тел.: (044) 565-49-88
Свидетельство о внесении субъекта издательской деятельности в
Государственный реестр издателей, изготовителей и распространителей
издательской продукции (серия ДК №283 от 18.12.2000 г.)

Отпечатано ООО "Бивалент", Киев, ул. Эжена Потье, 12.