

Инженер-нефтяник

№ 1'2016

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Повышение качества
крепления скважины

Механизм
формирования ствола
скважины

Гидроимпульсное
воздействие на пласт

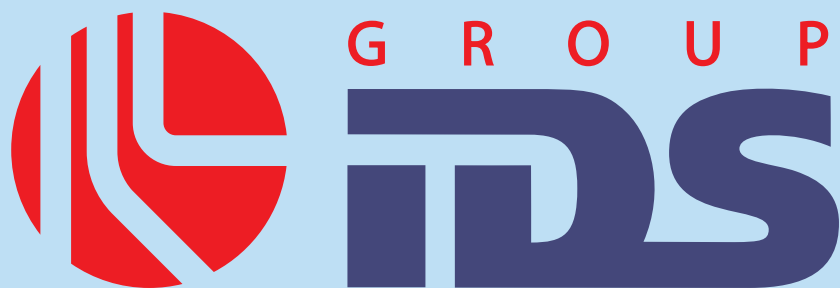
Экспертное обследование
конденсатопровода

Применение
ингибированного бурового
раствора

Заводнение
низкопроницаемых
коллекторов

Композитные
трубопроводы в
нефтегазовой отрасли





Адрес компании:
127422, Москва,
Дмитровский проезд, 10
тел.: +7 (495) 543 9116
факс: +7 (495) 543 9612
e-mail: ids@ids-corp.ru
сайт в Интернете:
www.ids-corp.ru



Группа компаний Ай Ди Эс (IDS Group) – ведущая российская нефтесервисная группа, оснащенная современным оборудованием и оказывающая комплексные услуги компаниям нефтедобывающего сектора:

- Бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов с использованием собственных мобильных буровых установок и оборудования
- Углубление скважин с целью разведки нижележащих горизонтов с отбором керна собственным оборудованием
- Бурение разведочных скважин глубиной до 3000 метров с использованием собственных мобильных буровых установок и оборудования
- Инженерно-телеметрическое сопровождение:
 - наклонно-направленного и горизонтального бурения собственными телесистемами с гидравлическим каналом связи
 - вырезки «окна», отработки долот, винтовых забойных двигателей, гидравлических ударных механизмов, гидравлических расширителей ствола
 - собственных буровых растворов для промывки скважин
 - отбора керна собственным оборудованием
 - оснастки обсадных колонн при креплении боковых стволов
 - инструмента для заканчивания боковых стволов

Сотрудничество с IDS Group – это возможность получения полного комплекса современного скважинного сервиса под ключ

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

Разработка решений по повышению качества крепления скважины в условиях поглощений и сероводородной агрессии. Вороник А.М., Логачев Ю.Л., Каменских С.В., Уляшева Н.М.

5

Solutions to improve well casing cementing under circulation loss and hydrogen-sulfide corrosion. Voronik A.M., Logachev Ju.L., Kamenskih S.V., Uljasheva N.M.

Прохождение стохастического сигнала через вариационную структуру измерения градиента крутящего момента. Цхадая Н.Д., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З., Бойченко Л.П.

12

Stochastic signal passage through variable-based structure of torque gradient. Tskhadaya N.D., Perminov B.A., Perminov V.B., Yagubov Z.Kh., Yagubov E.Z., Boychenko L.P.

Анализ рациональных условий применения ингибированных буровых растворов при проходке нефтяных скважин в бассейне «Кыу Лонг» (СРВ). Соловьев Н.В., Чан Суан Дао, Нгуен Тиен Хунг, Чыонг Ван Ты

16

Rational conditions of application inhibited drilling mud while Kyu Long well drilling (Socialist Republic of Vietnam). Solov'ev N.V., Chan Suan Dao, Nguen Tien Hung, Chyong Van Ty

Разработка дизайна фильтра-хвостовика для крепления горизонтальных участков скважины большой длины. Кейн С.А., Андронов И.Н., Швец С.В., Пятибрат В.П.

24

Slotted filter design to fix horizontal wellbore of great length. Kejn S.A., Andronov I.N., Shvec S.V., Pjatibrat V.P.

Анализ условий формирования нецилиндрических сложных форм поперечного сечения ствола скважины. Нескормных В.В.

28

Conditions of complex non-cylindrical shape of wellbore cross-sections. Neskormnyh V.V.

Частотные искажения при изменении градиента крутящего момента вариационной структуры. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З., Деметьев И.А., Тетеревлёва Е.В.

33

Frequency distortions while the gradient of the torque variation patterns changes. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H., Jagubov Je.Z., Dement'ev I.A., Teterevljova E.V.

Автоматизация СПО – реальная перспектива облегчения и повышения безопасности труда в геологоразведочном бурении. Лачинян Л.А.

39

Tripping automation is a real facilitation and improvement of safety in exploration drilling. Lachinjan L.A.

Цемент как материал для изоляции заколонного пространства скважин должен быть заменен, возможно, пенополиуретаном. Лышко Г.Н.

46

Cement as a material for isolation of casing annulus of the wells needs to be replaced, perhaps with polyurethane foam. Lyshko G.N.

Исследование и разработка растворов поверхностно-активных веществ для заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов. Рогачев М.К., Кузнецова А.Н.

49

Research and development of surfactants solutions for water flooding low-permeability polymictic reservoirs. Rogachev M.K., Kuznecova A.N.

Вероятностная модель массивных залежей нефти в верхнекаменноугольных и силурийско-девонских карбонатных отложениях Тимано-Печорской провинции. Скуба Д.А., Колбунов М.Г., Савенок О.В., Соловьёва В.Н.

54

Probabilistic model of massive oil deposits upper carbonic basin and Silurian-Devonian carbonate deposits of the Timan-Pechora province. Skuba D.A., Kolbunov M.G., Savenok O.V., Solov'jova V.N.

Оценка влияния азимутального распространения естественных трещин на разработку сложнопостроенной карбонатной залежи. Мартюшев Д.А.

66

Evaluation of the influence of the azimuthal distribution of natural fractures on the development of a structurally complex carbonate reservoir. Martjushev D.A.

Аналитические исследования эффективности гидроимпульсного воздействия на призабойную зону пласта. Николаев Н.И., Купавых К.С.

70

Research on hydro-pulse impact effectiveness on bottomhole formation zone. Nikolaev N.I., Kupavyh K.S.

Применение композитных трубопроводов в нефтегазовой промышленности. Любин Е.А., Густов Д.С.

72

The use of composite pipelines in the oil and gas industry. Ljubin E.A., Gustov D.S.

Экспертное обследование фрагмента аварийного участка трубопровода с целью определения причин возникновения язвенной коррозии. Быков И.Ю., Борејко Д.А., Смирнов А.Л., Мешанкин В.А.

78

Examination of pipeline fault section to detect of pitting corrosion causes. Bykov I.Ju., Borejko D.A., Smirnov A.L., Meshhankin V.L.

Журнал включён в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёных степеней кандидата и доктора наук, в соответствии с решением № 6/6 Президиум ВАК Минобрнауки России от 19 февраля 2010 г.

Учредитель научно-технического журнала «Инженер-нефтяник»: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

Главный редактор: Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет:

Повалихин Александр Степанович – д.т.н., главный редактор

Литвиненко Владимир Стефанович – д.т.н., профессор, ректор Национального минерально-сырьевого университета "Горный"

Мартынов Виктор Георгиевич – д.э.н., профессор, ректор Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина

Новоселов Владимир Васильевич – д.т.н., профессор

Калинин Анатолий Георгиевич – д.т.н., профессор-консультант Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Бастриков Сергей Николаевич – д.т.н., профессор, генеральный директор ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности»

Кульчицкий Валерий Владимирович – д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, директор НИИ буровых технологий Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина

Потапов Александр Григорьевич – д.т.н., профессор, заместитель директора «Центр разработки, эксплуатации месторождений природных газов и бурения скважин» ООО «ВНИИГАЗ»

Редакционная коллегия:

Гноевых Александр Николаевич – д.т.н., советник генерального директора ООО "Газпром бурение"

Быков Игорь Юрьевич – д.т.н., профессор кафедры машины и оборудование нефтяных и газовых скважин, ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет»

Рогачёв Михаил Константинович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Национального минерально-сырьевого университета "Горный"

Соловьёв Николай Владимирович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой современных технологий бурения скважин Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич
Перевод Орлов Николай Александрович

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10

Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12

Адрес электронной почты: povalihin@ids-corp.ru

Адрес сайта в сети Интернет: www.ids-corp.ru

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ №ФС77-35382 от 17 февраля 2009 г.

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» – 35836

Индекс журнала в объединённом каталоге "Пресса России" – 91842

Типография "ПринтФормула"

Тираж 950 экз.

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров, рекламодателей, всех заинтересованных лиц. При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях. Материалы, отмеченные логотипами компаний, носят рекламно-информационный характер и публикуются на правах рекламы.

Разработка решений по повышению качества крепления скважины в условиях поглощений и сероводородной агрессии

А.М. Вороник – ст. преподаватель; Ю.А. Логачев – канд. техн. наук, доцент;
С.В. Каменских – канд. техн. наук, доцент,
Н.М. Уляшева – канд. техн. наук, профессор, зав. кафедрой
(Ухтинский государственный технический университет - УГТУ)

Качественное крепление скважин – это актуальный вопрос для нефтегазодобывающих регионов России и для других стран мира, которые занимаются добычей углеводородов. Проблема надежной изоляции пластов, насыщенных различного рода флюидами, недопущение межпластовых заколонных перетоков широко известна в мировой практике строительства скважин. При некачественном цементировании обсадных колонн нарушаются экологические нормы и правила, остро затрагиваются вопросы охраны недр и окружающей среды, а для добывающих компаний растут затраты на ремонт крепи скважины, сокращаются сроки эксплуатации таких скважин и межремонтного периода.

Качество крепления скважины обусловлено рядом следующих факторов:

- особенностями литологического разреза, физико-химическими свойствами горных пород, кавернозностью ствола скважины, наличием зон поглощений;
- составами, технологическими и физико-химическими свойствами технологических жидкостей (буровых, буферных и тампонажных растворов);
- качеством подготовки ствола скважины к спуску обсадной колонны и её цементированию;
- особенностями вытеснения бурового раствора при последовательном течении жидкостей с различным реологическим поведением, компонентным составом и плотностью.

Причем, не стоит забывать о факторах, которые проявляют себя не в процессе подготовки ствола скважины, операции цементирования или во время ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента), а в процессе эксплуатации скважин. Это могут быть температурные нагрузки в нагнетательных скважинах, вызванные закачкой агента высокой температуры, или в добывающих скважинах под воздействием пластового флюида. Значительную роль при этом играет наличие в пластах агрессивных сред: высокоминерализованные пластовые воды, газы (углекислый газ, сероводород), соляные отложения и другое. Эти факторы проявляют себя намного позже и разрушают именно сформированное цементное кольцо, если даже оно высокого качества,

но ожидаемые нагрузки на него не были учтены на стадии проектирования жидкостей цементирования и цементного камня.

На кафедре бурения УГТУ была проведена научно-технологическая работа по разработке рецептур тампонажных и буферных жидкостей, оптимизации гидродинамических параметров цементирования в осложненных условиях. Для более полного восприятия и понимания условий бурения на рисунке 1 представлен график совмещенных давлений и конструкция скважины. Научно-технологическая работа осуществлялись для условий цементирования II-промежуточной и эксплуатационной обсадных колонн. Как видно из рисунка 1, цементирование указанных обсадных колонн осуществляется в 2 ступени с разрывом во времени, что снижает гидродинамическую нагрузку на поглощающие пласты в процессе цементирования.

Интервал открытого ствола под II-промежуточную колонну сложен: аргиллитами, доломитами, мергелями, известняками, осложнен поглощениями различной интенсивности (2460-2710 м поглощение до 36 м³/час; 2710-3695 м поглощение от 0,4 м³/час до 6 м³/час) и проявлениями сероводорода, содержание которого в пластах достигает от 4,44% до 6,18% по объёму.

Интервал открытого ствола под эксплуатационную колонну сложен в меньшей степени аргиллитами и мергелями, в большей степени известняками и доломитами, осложнен поглощениями (3695-3795 м от 0,4 до 6 м³/час; 3795-4155 м без выхода циркуляции со статическим уровнем 400 м; 4155-4475 м без выхода циркуляции со статическим уровнем 250 м.) и наличием сероводорода. Содержание в пластах сероводорода достигает до 15,29% по объёму (интервал 3805-3900 м). Наблюдаемые поглощения обусловлены наличием трещин, каверн, карстов в карбонатных породах.

В связи с условиями крепления обсадных колонн было обозначено три направления работ:

- разработка рецептур буферных жидкостей и их свойств, направленных на повышение качества подготовки ствола за счет закупоривания каналов и трещин поглощающих пластов, разрушения фильтрационной

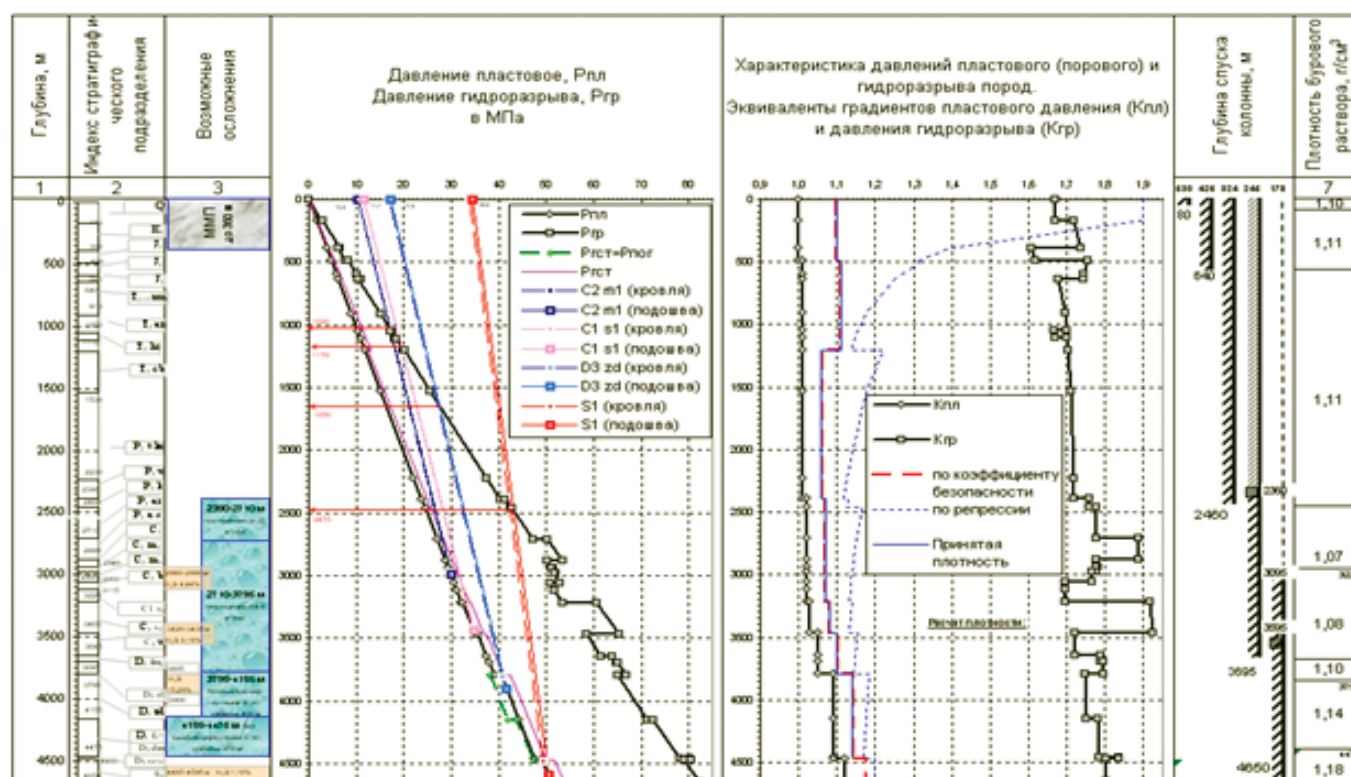


Рис. 1. Графики совмещенных давлений и конструкция скважины.

корки и повышения степени сцепления цементного раствора с горной породой;

- разработка рецептов цементных растворов и их свойств, соответствующих условиям крепления, как на стадии процесса цементирования, так и при дальнейшей работе цементного камня в агрессивной среде;

- оценка и оптимизация гидродинамических параметров цементирования с учетом «отрывного течения» [1].

Буферные жидкости в зависимости от состава и свойств могут выполнять значительный ряд функций [2]. Сюда можно отнести: разделение цементного и бурового раствора, смыв фильтрационной корки со стенок скважины, разупрочнение и вытеснение застойных объемов бурового раствора в кавернозных интервалах, кольматация призабойной зоны и другое. При этом время контакта с горными породами ограничено режимом цементирования, а использование многоцелевого буфера может оказаться неэффективным способом. Поэтому сложилась практика цементирования с применением нескольких видов буферных жидкостей, каждая из которых выполняет определенную функцию.

В условиях поглощений буферные жидкости играют немаловажную роль как возможные кольматирующие составы. Во-первых, это связано с возможностью введения в интервале поглощений дополнительного количества наполнителя в состав буферных жидкостей. Во-вторых, известный факт, что наполнители, которые добавляются к буровым растворам и длительное время находятся в циркуляции, должны обладать повышенной прочностью. Однако, со временем прочность каркаса, образованного частицами наполнителя, уменьшается, он разрушается, и поглощение может возникнуть в значительных масштабах. А если учесть еще и большую

гидродинамическую нагрузку в процессе цементирования чем при бурении, то обработка наполнителями буферных жидкостей при поглощении имеет важное значение. Считается, что для надежного закупоривания каналов максимальные размеры частиц наполнителя должны быть в два раза меньше раскрытия трещин. Наиболее эффективны - зернистые наполнители, оптимальная концентрация которых составляет 3-5%, т.е. 30-50 кг на 1 м³ раствора.

Применительно к проводимой нами работе, были выбраны следующие буферные жидкости по назначению: моющая (смывающая), вязко-упругий состав (вытесняющая порция) и жидкость, облегчающая процессы схватывания цементного камня с горной породой и обсадной колонной. Последняя – это тампонажная жидкость с высоким водоцементным отношением.

Учитывая, что в практике бурения в последние десятилетия отмечается увеличение объема применения полимерных реагентов в составах буровых растворов, которые представлены гидрофильными высокомолекулярными соединениями, обладающими повышенной адгезионной способностью к горным породам и обсадным трубам. В связи с чем, нами была оценена способность разрушения фильтрационных корок буферными жидкостями, в которых кроме ПАВ (поверхностно-активное вещество), содержатся неорганические соли, способные разрушать полимерную пленку.

В качестве отмывающего буфера были испытаны два состава:

- 1.0ЭЦ – 0,5%
- Atren SA – 0,1%
- KCL – 5%
- Пеногаситель – 0,1%

2. ОЭЦ – 0,5%
 Atren SA – 0,1%
 $AL_2(SO_4)_3$ – 5%
 Пеногаситель – 0,1%
 Плотность буферных жидкостей составила 1030 кг/м³.

В качестве вытесняющей и кольматирующей буферной жидкости предлагается использовать вязкоупругий состав (1), а также буферной жидкости, способствующей повышению степени сцепления – тампонажную жидкость (2), объемами 3 м³ и 2 м³ соответственно.

1. Вязкоупругий состав (плотность 1080 кг/м³):
 - бентонит (структурообразователь) – 60 кг/м³;
 - Reastab (полиакриламид для обеспечения упругих свойств) – 3 кг/м³;
 - $AL_2(SO_4)_3$ (для усиления вязко-упругих свойств) – 10 кг/м³;
 - резиновая крошка (кольматант) – 20 кг/м³;
 - МК-60 (кольматант) – 60 кг/м³.

2. Тампонажная жидкость:
 - ПЦТ I-G-CC+1%; газоблокирующий агент (водо-смесевое отношение В/Ц = 2,3, плотность 1340 кг/м³).
 Добавка газоблокирующего агента в последнюю порцию буферной жидкости обеспечивает снижение проницаемости зоны кольматации.

Из анализа отечественной и зарубежной литературы, собственных работ, проведенных на кафедре Бурения, накопленного опыта бурения на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции было установлено, что в условиях сероводородной агрессии можно использовать ограниченный ассортимент тампонажных материалов [3]. При содержании сероводорода менее 6 %, как правило, используют тампонажные портландцементы, устойчивые к сульфатной коррозии, марки G (ПЦТ I-G CC-1) и H (ПЦТ I-H CC-1), обладающих повышенными прочностными характеристиками. Однако при повышении количества сероводорода необходимы дополнительные мероприятия.

Исходя из этого, и учитывая возможности нефтяных компаний и проведенных на кафедре бурения исследований, было предложено применять для крепления II-промежуточной и эксплуатационной колонн цементные растворы, приведенные в таблице 1.

Для решения поставленной задачи, а именно создания надёжной крепи в условиях поглощений и сероводородной

Фильтрация буферных жидкостей через фильтрационные корки (Optima)

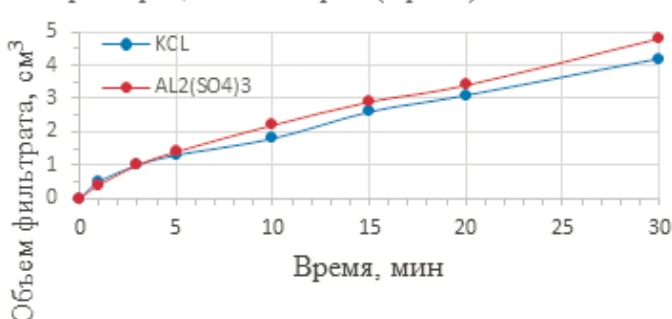


Рис. 2. Изменение объёма фильтрата во времени.

агрессии в первом составе цементного раствора таблицы 1 предусмотрены: кольматирующая и облегчающая добавка – пеностекло (производство компании «СТЭС-ВЛАДИМИР, КГПС «НЕОПОРМ»); в качестве расширяющей добавки использован ДР – продукт, содержащий сульфаты кальция и алюминия, а для увеличения срока службы цементного камня и уменьшения проникновения сероводорода и дальнейшей коррозии предусмотрен газоблокатор «Газблок» (ТУ 2458-055-40912231-2009) – модифицированный сополимер винилацетата, который оказывает положительное влияние на водоотдачу цементного раствора и позволяет поддерживать её на низком уровне.

Предлагаемый состав предполагается применять при креплении первой ступени как II-промежуточной колонны, так и эксплуатационной колонны в местах наличия интервалов поглощений и сероводорода.

Полученные рецептуры тампонажных и буферных жидкостей исследовались на ротационном вискозиметре OFITE модель 900 для определения реологических характеристик, чтобы в последующем смоделировать гидродинамику процесса цементирования по компьютерной программе Cementag, разработанную на кафедре бурения.

Как уже отмечалось, режим цементирования играет весьма важную роль и обуславливает степень вытеснения бурового раствора тампонажным. При этом необходимо учитывать весьма большое количество факторов:

Таблица 1. Технологические свойства тампонажных материалов.

№ п/п	Состав раствора	Параметры цементного раствора и камня							
		В/Ц	Плотность, кг/м ³	Растекаемость, см	Φ_{30} , см ³ /30мин	Прочность после 48 часов, МПа		Сроки схватывания, ч-мин	
						на изгиб	на сжатие	начало	конец
1.	ПЦТ I-G-CC-1 + 6% пеностекло + 1%ДР + 0,5% газблок.	0,52	1540	23,5	9	6,6	11,5	9-00	10-45
2.	ПЦТ I-G-CC-1	0,44	1920	18	290	7,0	17,5	7-15	10-15

плотность и реологические параметры применяющихся жидкостей; конфигурацию ствола скважины и обсадной колонны; расходы закачки; давления гидроразрыва слабых пластов и давления поглощения (если таковые были отмечены) и многое другое, что требует сложных вычислений. Компьютерная программа Cementag позволяет не только учесть перечисленные факторы, но и моделировать процесс цементирования в различных вариантах с учетом «отрывного течения».

Термин «отрывное течение» применяется нами для объяснения неустановившегося течения жидкостей в скважине, когда высокая разница в плотности бурового и тампонажного раствора приводит к уходу уровня жидкостей в обсадной колонне с устья. В результате чего расход на входе в скважину отличается от расхода на выходе, причем в разные промежутки времени, в зависимости от ситуации в скважине (расположения жидкостей) это разница будет меняться, что в настоящее время не учитывается на практике бурения.

К отрицательными последствиями появления «отрывного» течения относят: потерю контроля за расходом жидкости (неуправляемый процесс); преждевременный выход цемента на устье из-за чрезмерного проникновения вытесняющей жидкости в вытесняемую; возникновение больших объемов смесей цементного и бурового растворов с высокими СНС, ДНС, пластической вязкости, но с низкими прочностными показателями цементного камня; образование пачек смесей бурового и цементного растворов со столь высокими структурно-механическими показателями, что может вызвать «остановку» жидкости.

Авторами смоделированы процессы цементирования 2-х секций II-промежуточной и 2-х секций эксплуатационной

колонн в двух режимах: структурном («пробковом») и турбулентном.

Полную картину моделирования процесса цементирования рассмотрим на примере первой ступени II-промежуточной обсадной колонны. Для этого были приняты следующие данные:

- цементирование колонны в две ступени через муфту ступенчатого цементирования (МСЦ) с разрывом во времени, положение МСЦ, согласно проектным данным на глубине 2360 м;

- первая ступень цементируется облегченным коррозионно-устойчивым цементом объемом 35,3 м³ на всю ее длину;

- применяются 3 буферных жидкости - отмывающая, вытесняющая и адгезионно-кольматирующая объемами 6, 3, 2 м³ соответственно. Объем отмывающей буферной жидкости определен по условию её взаимодействия не менее 10 минут с глинистой коркой, остальные объемы создают столбы не менее 50 м в затрубном пространстве.

Условие по времени воздействия отмывающей буферной жидкости на глинистую корку выполняется только при «пробковом» режиме продавки, а при турбулентном составит всего 2,2 минуты. Для выполнения этого условия потребовалось бы 27 м³, что, конечно же, нецелесообразно. Турбулентность потока в затрубном пространстве должна ускорить химический процесс коагуляции глинистой корки, поэтому положительный эффект от применения моющей буферной жидкости все-таки будет достигнут.

На рисунках 3-6 отображено изменение расходов Q_n на цементировочных насосах Q_n и в скважине Q_z , длина $L_{отр}$ «отрыва» (величина опорожнения обсадной колонны

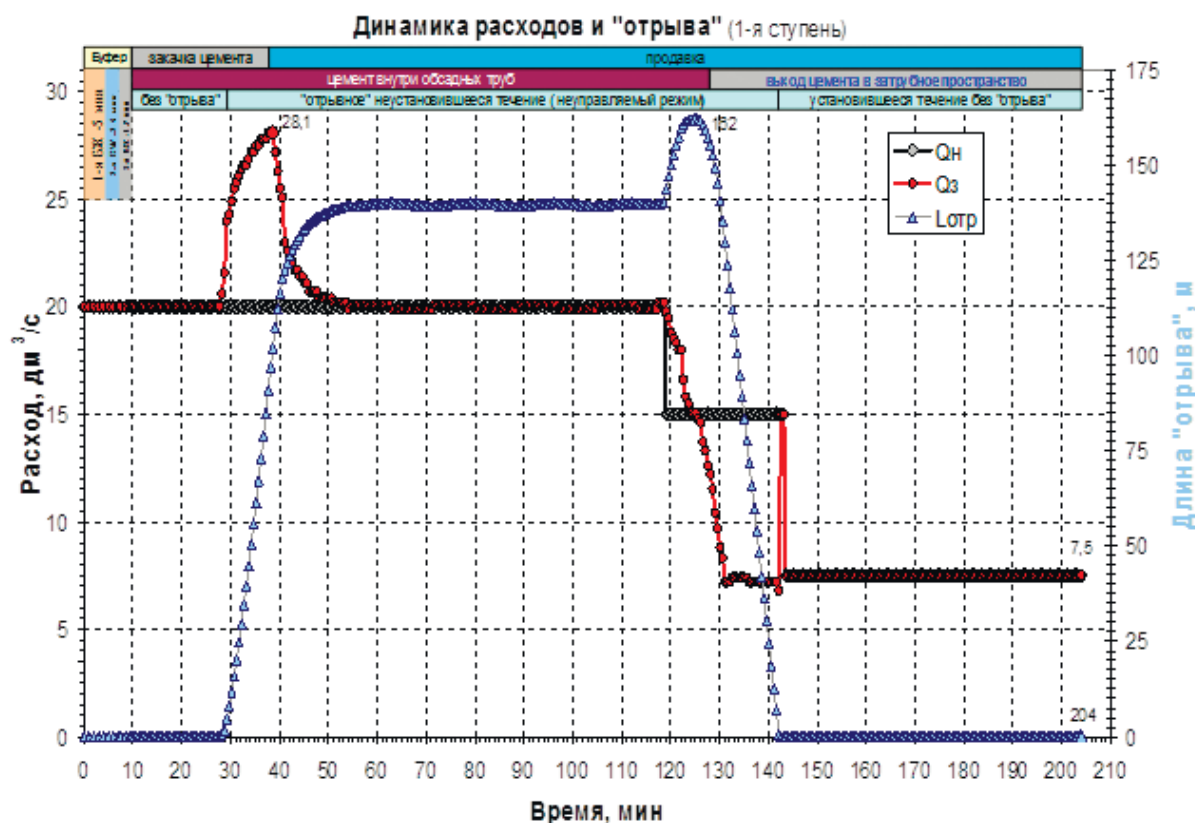


Рис. 3. Динамика расходов на насосах и на выходе из скважины (режим «пробковый»).

ввиду разницы плотностей жидкостей находящихся внутри труб и за колонной), основные контрольные давления на разных стадиях цементации: на устье P_y , на слабый пласт P_c , внутри обсадных труб P_b и в затрубном пространстве $P_{\text{кп}}$.

Рассмотрим пробковый режим цементирования первой секции.

При реализации пробкового режима, пока буферные жидкости и цементный раствор находятся в полости обсадной колонны, принят расход на цементировочных насосах $20 \text{ дм}^3/\text{с}$, затем перед выходом тампонажной смеси в кольцевое пространство на 118 минуте расход снижается до $15 \text{ дм}^3/\text{с}$ и поддерживается пока существует «отрывное течение» ($L_{\text{отр}} > 0$ по расчету до 142 минуты). Расход из скважины ожидается $7,2\text{--}7,4 \text{ дм}^3/\text{с}$ (рисунок 3). Как только режим течения станет установившимся, расход на насосах снижается до $7,5 \text{ дм}^3/\text{с}$ и выдерживается до момента определения момента «стоп» (последний 1 м^3 закачивается на пониженной подаче для плавной посадки пробки на «стоп-кольцо»). Динамика протекания гидравлического процесса цементирования первой ступени промежуточной колонны диаметром 245 мм в «пробковом» режиме показана на рисунках 3 и 4.

Полное время тампонажных работ по закачке трёх буферных, одного цементного раствора и его продавки в затрубное пространство занимает 3 часа 24 мин, причем 9,2 минут из этого времени уходит на закачку буферных жидкостей.

Отрывное течение наступает на 28 минуте и продолжается в течение 1 часа 54 мин. За это время уровень жидкости убегает от устья максимально на 162 м. Расход закачиваемой жидкости в колонну и расход из скважины

отличаются на стадии закачки не более чем на $8 \text{ дм}^3/\text{с}$, а на стадии продавки не более чем на $7,8 \text{ дм}^3/\text{с}$, то есть из скважины на $7,8 \text{ дм}^3/\text{с}$ ниже, чем на цементировочных насосах.

При моделировании процесса для достижения хорошего замещения бурового раствора цементным оптимизирован процесс закачки таким образом, чтобы при выходе цементного раствора в затрубное пространство выдерживался глубокий «пробковый» режим течения, т.е. из скважины расход должен быть с учетом влияния «отрывного» течения около $7\text{--}7,5 \text{ дм}^3/\text{с}$. Максимальное ожидаемое давление на цементировочной головке $8,8 \text{ МПа}$, а на слабый пласт $37,5 \text{ МПа}$ на глубине 3060 м (по графику совмещенных давлений минимальные давления гидроразрыва составляют $50,9\text{--}53,6 \text{ МПа}$ в интервале 3060–3220 м рисунок 1).

Динамика сильно зависит от реологических параметров, объёмов жидкостей и их плотностей, поэтому при любых отклонениях от приведенных данных результат поменяется.

Процесс цементирования первой секции промежуточной колонны в турбулентном режиме течения цементного раствора в затрубном пространстве представлен на рисунках 5 и 6. Закачка буферных жидкостей и тампонажного раствора начинается также как при «пробковом» режиме на подаче $20 \text{ дм}^3/\text{с}$ и такой режим работы продолжается в течение продавки до 119 минуты, пока тампонажная смесь находится в трубах. Перед её выходом в затрубное пространство расход увеличивается до $45 \text{ дм}^3/\text{с}$ (для кольцевого сечения критический расход перехода течения в турбулентный режим составляет $30\text{--}31 \text{ дм}^3/\text{с}$). Режим далее не меняется до момента

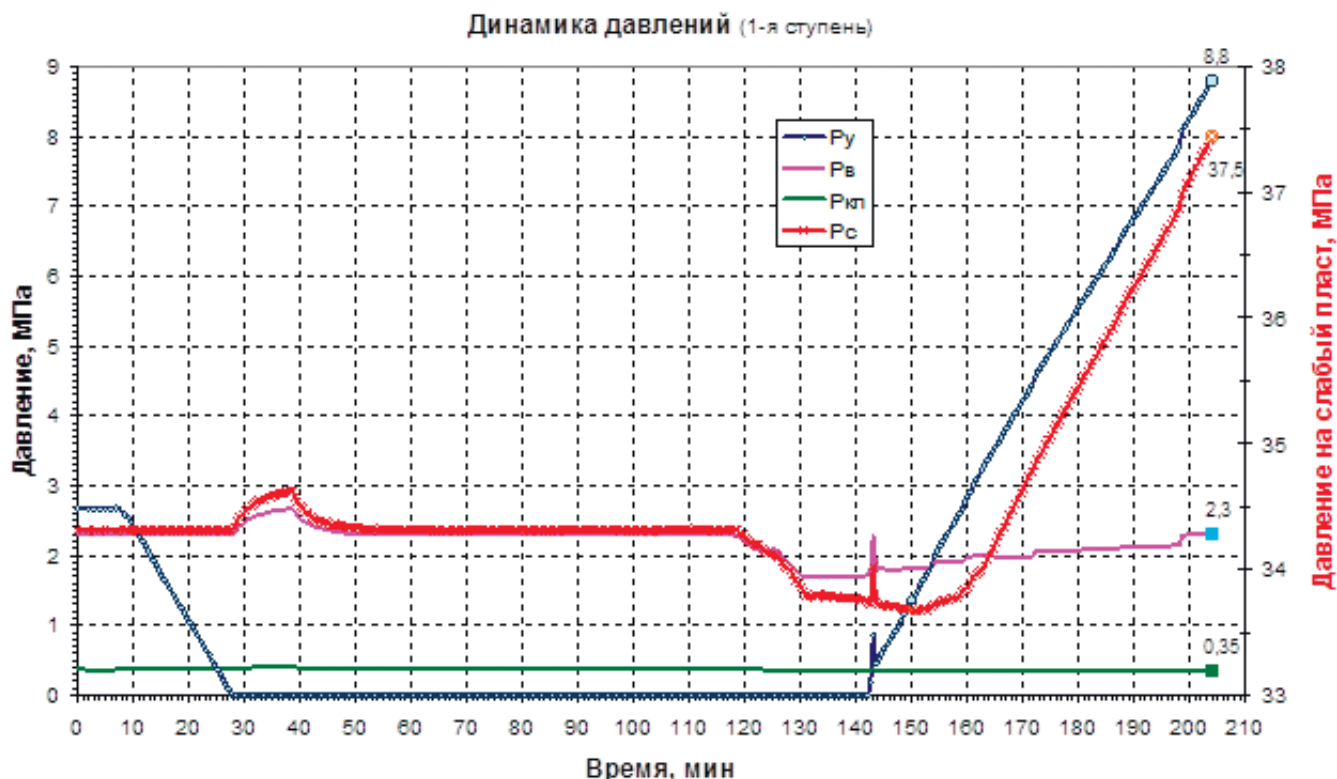


Рис. 4. Изменение давлений в течение времени (режим «пробковый»).

определения посадки пробки на стоп-кольцо (последние 1-2 м³ продавливаются на 1-й скорости одним агрегатом).

Максимальное ожидаемое давление на цементировочной головке 13,2 МПа, а на слабый пласт 40,5 МПа.

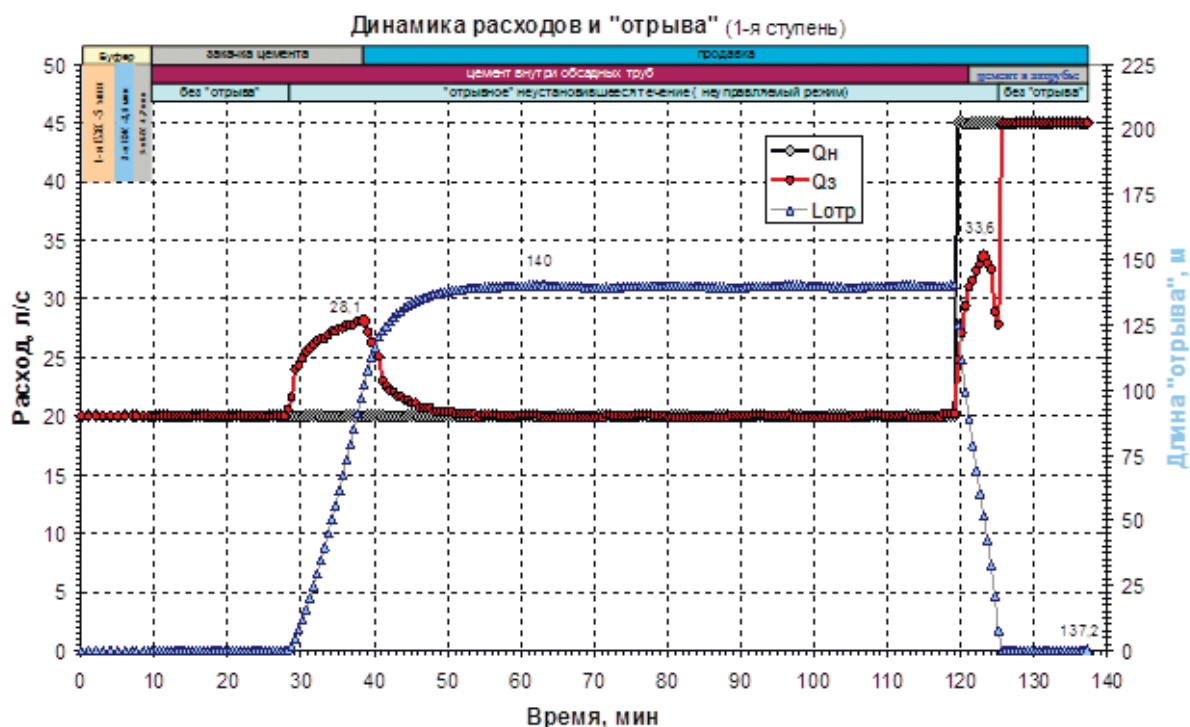


Рис. 5. Динамика расходов на насосах и на выходе из скважины (режим турбулентный).

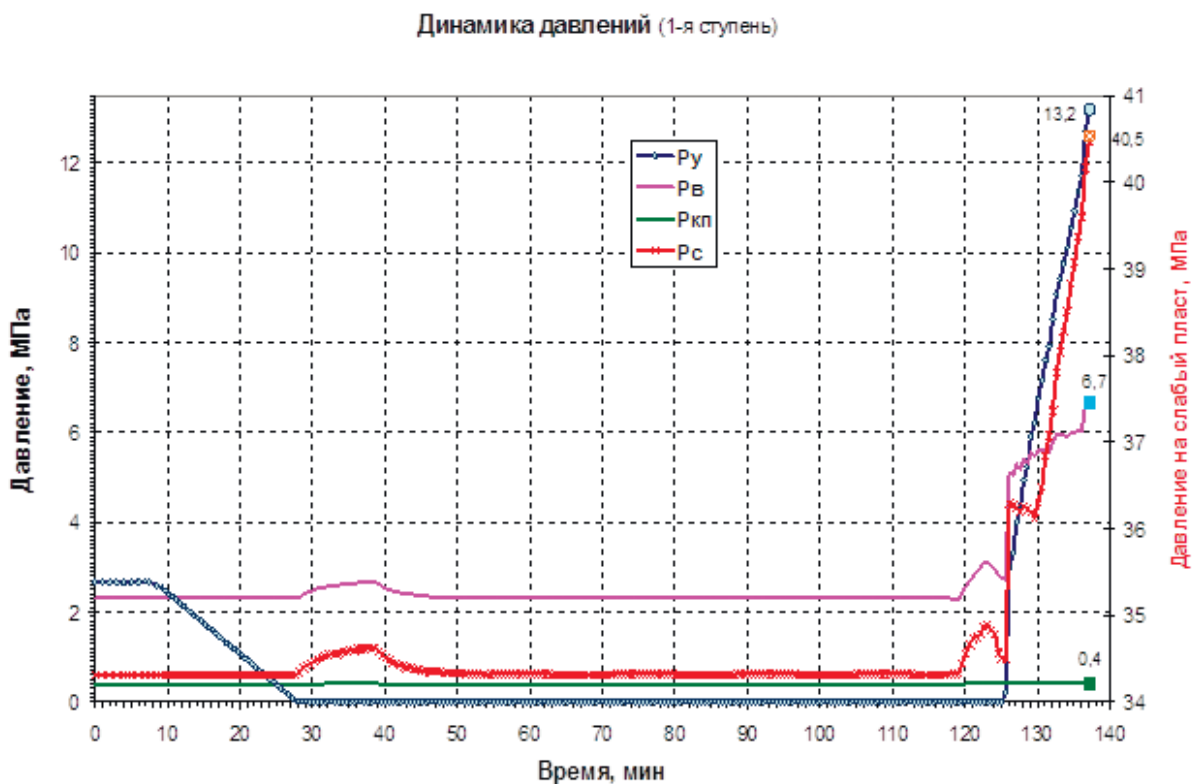


Рис. 6. Изменение давлений в течение времени (режим турбулентный).

Анализ показал, что предпочтительнее реализовать цементирование первой ступени II-промежуточной колонны в турбулентном режиме вытеснения. Во время развития «отрывного течения» управление процессом достигается за счет регулирования подачи на цементировочных агрегатах. В обоих случаях обязательно применение разделительных пробок (при использовании МСЦ это условие обеспечивается). В таблице 2 показан регламент на цементирование 1-й ступени обсадной 245 мм колонны.

Подобные расчеты были выполнены и для второй ступени II-промежуточной колонны, где также будет целесообразней использовать турбулентный режим, и для 2-х ступеней эксплуатационной колонны, где по результатам расчетов и анализа предпочтительнее оказался пробковый режим цементирования.

Таким образом, проведенные исследования позволяют сказать, что разработка мероприятий по повышению качества цементирования обсадных колонн в осложненных условиях это сложная многофакторная задача, решение

Таблица 2. Регламент на цементирование первой ступени II-промежуточной колонны в турбулентном режиме замещения.

Время, час-мин		Длина «отрыва», м	Расход, дм ³ /с		Объем закачки, м ³		Давление, МПа		Примечание
Суммарное от начала процесса	на режиме		на цементи- ровочных агрегатах	на выходе из скважины	суммарный от начала процесса	на режиме	на цементи- ровочной головке	на слабый пласт	
0-05	0-05	0	20	20	6	6	2,66	34,3	Закачка I-й буферной жидкости
0-7,5	0-2,5	0	20	20	9	3	2,67	34,3	Закачка II-й буферной жидкости
0-9,2	0-1,7	0	20	20	11	2	2,54	34,3	Закачка III-й буферной жидкости
0-27,7	0-18,5	0	20	20	33,2	22,2	0,02	34,3	Закачка облегченного цементного раствора до начала «отрывного» течения
0-38,6	0-10,9	102	20	20-28,1	46,3	13,1	0	34,6	Закачка облегченного цементного раствора с «отрывным» течением
0-39,1	0-0,5	108	20	28,1	46,9	0,6	0	34,6	Начало продавки
1-59,1	1-20	140	20	28,1-20,2	142,9	96	0	34,3	Продавка на режиме 20 л/с, цементный столб движется в обсадных трубах
1-59,6	0-0,5	125	45	20,2-24,8	144,2	1,3	0	34,4	Продавка на режиме 45 л/с, цементный столб движется в обсадных трубах
2-3,6	0-04	42,5	45	24,8-33	155	10,8	0	34,8	Момент выхода цементного раствора в затрубье
2-5,6	0-02	0	45	45	160,4	5,4	0,2	34,5	Конец «отрывного» течения, продавка в затрубное пространство
2-17,2	0-11,6	0	45	45	191,8	31,4	13,2	40,5	Завершение продавки в затрубное пространство

которой необходимо осуществлять с помощью комплекса средств и методов, поиск которых охватывает лабораторные исследования, применяемых жидкостей, и их

параметров, знание реальной ситуации и обстоятельств работ и конечно же моделирование самого процесса цементирования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Осипов П.Ф. Гидроаэромеханика бурения и крепления скважин (учебное пособие): Части I-III. – Ухта: УГТУ, 2003. – 165 с.
2. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М.: ОАО «Газпром», 2000. – 108 с.
3. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах. – С-Пб: ООО «Недра», 2005. – 318 с.

REFERENCES

1. Osipov P.F. The mechanics of fluids and gases drilling and well cementing (study guide): Volume I-III. - Uhta: UGTU, 2003. - 165 p.
2. RG 39-00147001-767-2000 Instruction for oil and gas well cementing. - M.: JSC "Gazprom", 2000. - 108 p.
3. Agzamov F.A., Izmuhambetov B.S. The cement stone durability under corrosive environments. - St. Petersburg: LLC «Nedra», 2005. - 318 p.

УДК 622.24

Прохождение стохастического сигнала через вариационную структуру измерения градиента крутящего момента

¹Н.Д. Цхадая – доктор техн. наук, профессор, ректор;

¹Б.А. Перминов – канд. техн. наук, доцент;

²В.Б. Перминов – канд. техн. наук, зам. нач. отдела;

³Э.Х. Ягубов – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;

¹Э.З. Ягубов – доктор техн. наук, профессор, проректор;

³А.П. Бойченко – преподаватель

(Ухтинский государственный технический университет;

²ООО «Газпром трансгаз Ухта»;

³ГБПОУ «Пищевой колледж № 33»

Бурильная колонна в процессе углубления подвержена воздействию целого ряда факторов, основными из которых являются: диссипативные силы, давление, состав и свойства бурового раствора, конструкция и свойства бурового инструмента, состав и свойства геологической структуры разбуhrиваемой породы и т.д. Совокупность этих факторов приводит к стохастическим изменениям динамики работы бурильной колонны. Случайные изменения нагрузки привода, приводят к неопределенности значений мощности отбора от двигателя привода буровой установки, а это соответствует случайным сигналам при измерении градиента крутящего момента вариационной структуры [1] как по каналу измерения мощности, так и по каналу измерения угловой скорости.

Анализ прохождения случайных воздействий через вариационную структуру измерения и оценка её поведения определяют возможности использования для целей управления процессом бурения. Авторы предлагают для проведения такого анализа использовать динамические регрессионные модели, заданные в виде передаточной функции. Согласно [2] передаточная функция вариационной структуры, например, канала измерения мощности (рисунок 1) определяется выражением:

$$W_N(p) = \frac{k_p(T_2 - T_1)}{T_1 T_2 p^2 + (T_1 + T_2)p + 1}, \quad (1)$$

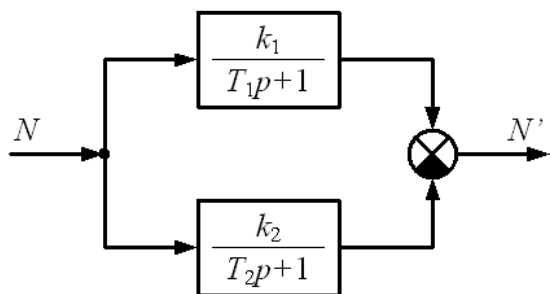


Рис. 1. Вариационная структура канала измерения мощности.

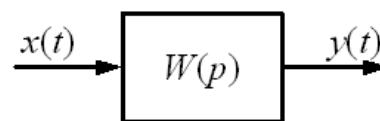
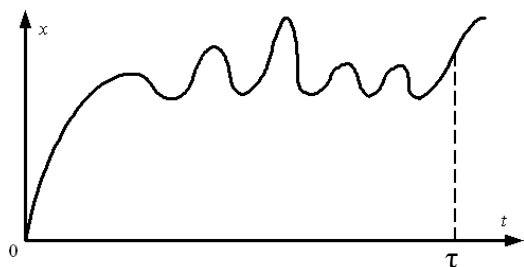


Рис. 2. Регрессионная модель динамической системы.

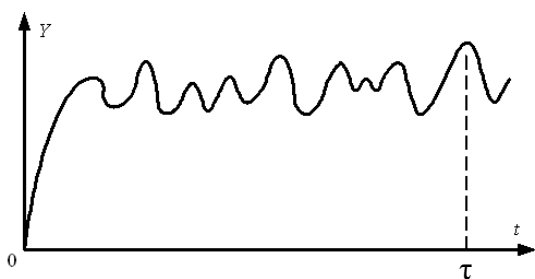
где $W_N(p)$ - передаточная функция вариационной структуры канала измерения мощности;
 T_1, T_2 - постоянные времени первого и второго апериодических звеньев соответственно;
 $k_1 = k_2 = k$ - статические коэффициенты передачи звеньев;
 p - оператор Лапласа.

Построим регрессионную модель динамической системы на примере структуры по рисунку 1 в виде передаточной функции (рисунок 2).

Предположим, что примерный вид сигналов, обусловленных совокупностью случайных факторов на входе и на выходе динамического звена (рисунок 3) имеет вид:



а)



б)

 Рис. 3. Возможный вид зависимости входного сигнала $X(t)$ и выходного сигнала $Y(t)$ для случая непрерывного времени.

Если допустить, что зависимости по рисунку 3 описываются гипотетической передаточной функцией (1), то эта

гипотеза должна быть доказана или отвергнута, если ошибка её приближения будет достаточно большой. Чтобы выражение в знаменателе передаточной функции $W_N(p)$ привести к поршированному операторному уравнению поделим числитель на знаменатель выражения (1) на $T_1 T_2$, получим

$$W_N(p) = \frac{\frac{R}{T_1 T_2} p(T_2 - T_1)}{p^2 + \frac{T_1 + T_2}{T_1 T_2} p + \frac{1}{T_1 T_2}}, \quad (2)$$

Введем обозначения

$$\left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2} \right) k = B; \quad \left(\frac{1}{T_2} + \frac{1}{T_1} \right) = A_1; \quad \frac{1}{T_1 T_2} = A_2.$$

Используя обратное преобразование Лапласа и учитывая, что начальные условия являются «нулевыми», т.е. $X(0) = 0$; $Y(0) = 0$ и $W = Y/X$, можно получить дифференциальное уравнение второго порядка:

$$\frac{d^2 Y}{dt^2} + A_1 \frac{dY}{dt} + A_2 Y = B \frac{dx}{dt} \quad (3)$$

Дважды проинтегрируем уравнение (3), тогда для некоторого производного значения получим:

$$Y(t) + A_1 \int_0^t Y(t) dt + A_2 \int_0^t \int_0^t Y(t) dt d\tau = B \int_0^t t dt, \quad (4)$$

Для определения коэффициентов A_1 ; A_2 и B выразим уравнение (4) в разностном виде через суммы:

$$Y_m + A_1 \sum_{i=1}^m Y_i \Delta t_i + A_2 \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^i Y_j \Delta t_j \Delta \tau_i = B \sum_{i=1}^m x_i \Delta t_i; \quad (5)$$

$M = 1 \dots n$; Δt_i ; $\Delta \tau_i$ - дискретные отрезки времени при преобразовании аналоговых величин $X(t)$; $Y(t)$ в дискретные (рисунок 3).

N - число экспериментальных точек расчета.

Замена непрерывных аналоговых величин в дискретные суммы. Вычисление сумм и двойных сумм в дискретном времени приведено в таблице 1.

Ошибку в некоторой точке m можно определить следующим образом:

$$E_m = Y_m + A \sum_{i=1}^m Y_i \Delta_i + A_2 \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^i Y_j \Delta t_j \Delta \tau_i - B \sum_{i=1}^m x_i \Delta t_i; \quad (6)$$

Таблица 1. Исходные данные и вспомогательные расчеты.

1	X_1	Y_1	$\sum_{i=1}^m X_i$	$\sum_{i=1}^m Y_i$	$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^j X_i$	$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^j Y_i$
	X_1	Y_1	X_1	Y_1	X_1	Y_1
	X_2	Y_2	$X_1 + X_2$	$Y_1 + Y_2$	$2X_1 + X_2$	$2Y_1 + Y_2$
	X_3	Y_3	$X_1 + X_2 + X_3$	$Y_1 + Y_2 + Y_3$	$Y_1 + Y_2 + Y_3$	$3Y_1 + Y_2 + Y_3$
m	X_m	Y_m	$X_1 + X_2 + \dots + X_m$	$Y_1 + Y_2 + \dots + Y_m$	$mX_1 + \dots + X_m$	$mY_1 + \dots + Y_m$
n	X_n	Y_n	$X_1 + X_2 + \dots + X_n$	$Y_1 + Y_2 + \dots + Y_n$	$nX_1 + \dots + X_n$	$nY_1 + \dots + Y_n$

Ошибка и в этом случае показывает, насколько отходит теоретическое Y_m от экспериментального значения.

Суммарная ошибка всех точек сигнала, которую необходимо минимизировать, определится отношением:

$$F = \sum_{n=1}^n E^2 m = \varphi(\min(A_1; A_2; B)) \quad (7)$$

Величина ошибки зависит от значений параметров A_1 ; A_2 ; B (которые численно определяются постоянными времени и коэффициентами передачи вариационной структуры измерения крутящего момента). Поэтому F является функцией от трёх переменных. Чтобы найти минимум функции F , определяемыми параметрами A_1 ; A_2 ; B , необходимо взять частные производные F по каждому из параметров и приравнять каждую производную нулю. В результате получим систему линейных уравнений:

$$\begin{cases} \frac{dF}{dA_1} = 0 \\ \frac{dF}{dA_2} = 0 \\ \frac{dF}{dB} = 0 \end{cases} \quad (8)$$

Полученные уравнения решаем относительно коэффициентов и дополняем ими модель, где коэффициенты уже определяемы как числа:

$$\frac{d^2 Y}{dt^2} + A_1 \frac{dY}{dt} + A_2 Y = B \frac{dx}{dt} \quad (9)$$

Дальнейшая задача определяется сравнением значений теоретического расчета Y с заданными экспериментально и вычислением ошибки F , что позволит провести, в случае необходимости, уточнение предложенной модели.

Считая, что коэффициенты модели известны, построим для заданного примера реализацию, имитирующую поведение вариационной структуры измерения, описанной ранее приведенной передаточной функцией (1). Для

этого воспользуемся ранее рассмотренной формулой суммирования (5):

$$Y_m = B \sum_{i=1}^m X_i \Delta t - A_1 \sum_{i=1}^m Y_i \Delta t_i - A_2 \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^j Y_i \Delta t_j \tau_i, \quad m = 1 \dots, n \quad (10)$$

Обозначим группы сумм в выражении (10) по реализации модели как V ; M ; H .

Реализация модели представлена на рисунке 4. Здесь при переходе от интеграла к численному суммированию использован метод прямоугольников (рисунок 5). Разбив площадь над кривой Y ряд прямоугольников одинаковой ширины по дискретному времени Δt , получаем, что площадь i -го прямоугольника равна $Y_i = \Delta t_i$, а сумма (S) площадей всех прямоугольников приблизительно равна площади под кривой, т.е. интегралу от функции Y :

$$S = \sum_{i=1}^n Y_i \Delta t = \int_0^T y dt \quad (11)$$

$$\sum_{i=1}^n Y_i \Delta t - \int_0^T y dt \approx 0 \quad \text{при } \Delta t \rightarrow 0 \quad (12)$$

Регрессионная модель по рисунку 4 может быть использована для проведения экспериментальных исследований

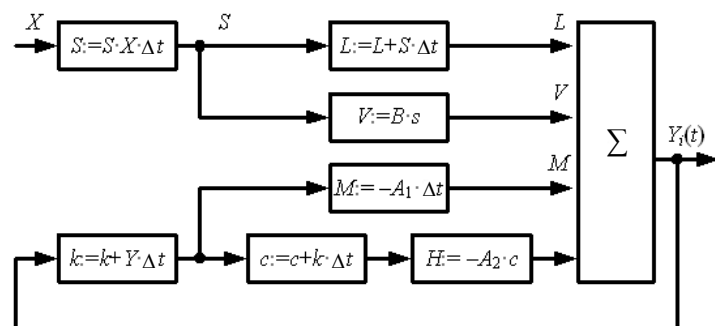


Рис. 4. Регрессионная модель канала измерения вариационной структуры по заданной передаточной функции.

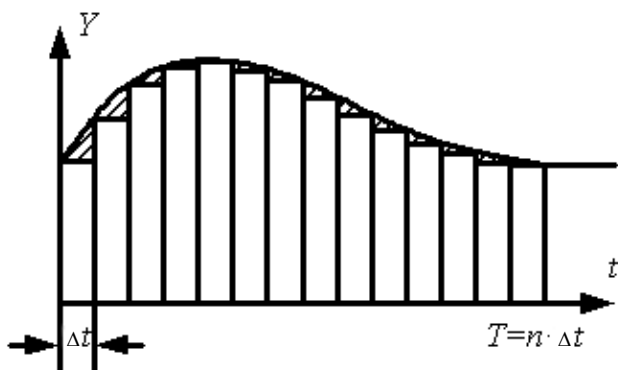


Рис. 5. Применение метода прямоугольников для численного вычисления интегралов.

вариационной структуры измерения градиента крутящего момента, снятия частотных и динамических характеристик.

Для проверки достоверности передачи стохастического сигнала через канал измерения вариационной структуры с использованием регрессионной модели на входе X , подаваемый сформированный стохастический сигнал представлен на осциллограмме (рисунок 6). Сигнал, снимаемый сумматором регрессионной модели, представлен на осциллограмме рисунок 7. При оценке ошибки F прохождения стохастического сигнала через канал измерения вариационной структуры при заданной гипотетической передаточной функции 1 использовалась предложенная методика. Ошибка F согласно теоретическим расчетам и экспериментальной оценке с использованием осциллограммы не превысила 1,5%.

Выводы

1. Канал измерения вариационной структуры может быть задан передаточной функцией регрессионной модели.
2. Ошибка расчёта выходного сигнала при случайных входных воздействиях определяется шагом дискретизации временной координаты.
3. Ошибка сравнения расчётной выходной координаты и теоретической с использованием регрессионной модели передаточной функции не превышает 1,5%.
4. В связи с малостью ошибки для проведения расчетов каналов измерения вариационной структуры



Рис. 6. Осциллограмма входного стохастического сигнала $X(t)$.

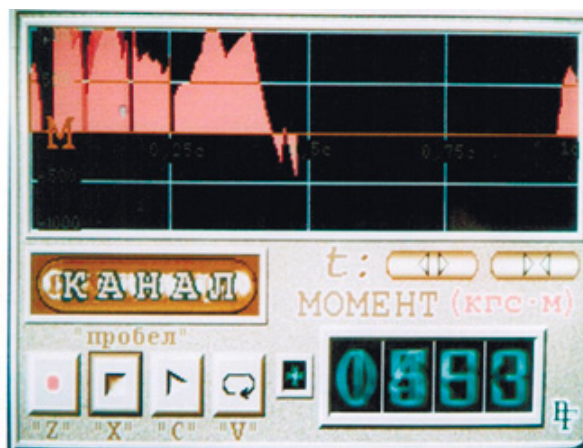


Рис. 7. Осциллограмма выходного стохастического сигнала $Y(t)$.

может быть рекомендована гипотетическая передаточная функция регрессионной модели вида

$$W_N(p) = \frac{kp(T_2 - T_1)}{T_1 T_2 p^2 + (T_1 + T_2)p + 1}.$$

ЛИТЕРАТУРА

1. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Дифференциальная (вариационная) структура измерителя крутящего момента на валу силового привода буровой установки. - Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. - №2. - с. 33-36.
2. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Лапин А.Е. Анализ вариационной структуры динамического градиента крутящего момента. - Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. - №8. - с. 15-17.

REFERENCES

1. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A. Differential (calculus) structure of measuring torque on a shaft power drive of the drilling rig. - Construction of oil and gas wells on land and at sea. M.: JSC "VNIIOJENG", 2011. - №2. - p. 33-36.
2. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H., Lapin A.E. The analysis of variational structure of the dynamic gradient torque. - Construction of oil and gas wells on land and at sea. M.: JSC "VNIIOJENG", 2015. - №8. - p. 15-17.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

3. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х. Согласование инерционных свойств вариационной структуры измерения градиента крутящего момента с системой управления бурением. - Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. - №9. - с. 10-14.
4. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А., Перминов В.Б. Способ измерения крутящего момента ротора буровой установки с использованием вариационной структуры. - Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2014. - №3. - с. 27-30.
5. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Оценка метрологических точностных характеристик дифференциальной (вариационной) структуры измерителя крутящего момента на валу силового привода буровой установки. - Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. - №7. - с. 12-14.
6. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А., Перминов В.Б. Возможность использования динамических составляющих параметров крутящего момента для управления процессом углубления скважины. - Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2014. - №3. - с. 20-23.

REFERENCES (ending)

3. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H. Harmonization of inertial properties of the variational structure of gradient measurement for the torque and drilling control system - Construction of oil and gas wells on land and at sea. - M.: JSC "VNIIOJeNG", 2015. - №9. - p. 10-14.
4. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A., Perminov V.B. Method of measuring torque of drilling rig rotor using a variational structure. - Petroleum engineering. - M.: LLC "IDS Drilling", 2014. - №3. - p. 27-30.
5. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A. Metrological characteristics assessment accuracy of differential (calculus) patterns to measure torque on a shaft power drive of the drilling rig. - Construction of oil and gas wells on land and at sea. - M.: JSC "VNIIOJeNG", 2012. - №7. - p. 12-14.
6. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A., Perminov V.B. Using dynamic components of the torque profiles to control the process of deepening wells. - Petroleum engineering. - M.: LLC "IDS Drilling", 2014. - №3. - p. 20-23.

УДК 662.24

Анализ рациональных условий применения ингибированных буровых растворов при проходке нефтяных скважин в бассейне «Кыу Лонг» (СРВ)

¹Н.В. Соловьев - доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;

²Чан Суан Дао - доктор техн. наук;

¹Нгуен Тиен Хунг - аспирант

³Чыонг Ван Ты

(МГРИ-РГГРУ; ²СП «Вьетсовпетро»;

³Ханойский горно-геологический университет)

При бурении нефтяных скважин предприятием «Вьетсовпетро» применяются различные ингибированные буровые растворы, которые предназначены для предупреждения осложнений в глинодержащих горных породах в миоценовых и олигоценных отложениях. Такие отложения характеризуются присутствием

мощных пластов глин различного минералогического и химического состава, что затрудняет использование бурового раствора универсального состава, позволяющего устранить осложнения, связанные с гидратацией и набуханием глинодержащих горных пород. Это отражается на сложности проявления механизма

ингибирования таких глиносодержащих горных пород, что зачастую не исключает диспергирования их в стенках скважин и буровом растворе. Это приводит к возникновению деформационной неустойчивости горных пород ствола скважин и значительному увеличению плотности бурового раствора за счет обогащения выбуриваемой глиносодержащей породы, подвергающейся диспергированию водной фазой бурового раствора.

Как показывает анализ технологий бурения скважин в глиносодержащих горных породах, наибольшую трудность при проходке представляют глиносодержащие горные породы, которые под воздействием фильтрата бурового раствора намокают за счет гидратации, набухают, увеличиваясь в объеме, и способствуют возникновению деформационных нарушений устойчивости ствола скважин. Нами в работе [5] и рядом других исследователей [1, 2, 3, 4, 7] раскрыты механизмы ингибирования глиносодержащих горных пород при использовании полимерных и полимерно-электролитных буровых растворов на водной основе. Эти исследования позволяют сконцентрироваться на использовании различных видов полимерных реагентов, обеспечивающих ингибирующее действие по отношению к глинистым минералам в составе комплексов отложений горных пород.

Предприятие «Вьетсовпетро» при бурении нефтяных скважин в глиносодержащих горных породах использует буровые растворы, самостоятельно разработанных рецептов, но чаще всего применяют ингибированные растворы компании «MI Drilling Fluids UK». Из предлагаемого перечня буровых растворов каждый из них

обладает рядом преимуществ и недостатков, особенно при бурении в условиях скважин малых диаметров. Исходя из этого, требуется уточнение условия применения рекомендуемых составов буровых растворов на основе анализа механизма ингибирования глиносодержащих горных пород при использовании различных по химическому составу реагентов – ингибиторов.

Такие исследования нами выполнены в лабораторных условиях на основе оценки ингибирующей способности буровых растворов по отношению к глиносодержащим горным породам в комплексе с другими показателями, определяющими эффективность применения таких растворов.

Ингибирующей буровой раствор «FeCl₃ - АКК» готовится на основе технической воды с добавлением реагентов для диспергирования бентонита, кальцинированной соды Na₂CO₃, едкого калия КОН, бентонитовой глины, химического реагента для уменьшения водоотдачи (СМС-НВ либо СМС-ЛВ), смазывающего вещества и биоцида. Основное ингибирующее действие такому раствору придают вводимые реагенты феррохромлигносульфонат (FeCl₃) и алюмокалиевые квасцы (АКК).

Рецептура промывочного раствора FeCl₃ - АКК приведена в табл. 1.

Ингибирующее действие буровому раствору FeCl₃ – АКК придают следующие химические реагенты:

- *ferocrom lignosulfonat* (FeCl₃) – феррохромлигносульфонат, получаемый путем ввода в водный раствор сульфит-спиртовой барды сернистого железа и дихромата натрия (Na₂Cr₂O₇), что способствует повышению его термостойкости и солестойкости в составе буровых растворов. Кроме того, при фильтрации бурового раствора, обработанного FeCl₃, проявляется его ингибирующее действие по отношению к глинистым частицам в составе горных пород за счет эффективного мембранообразования, способствующего удержанию молекул воды фильтрата образованным коллоидным слоем макромолекул реагента на поверхности глинистых частиц;

- алюмокалиевые квасцы (АКК) – проявляющие ингибирующее действие по отношению к глиносодержащим горным породам за счет выделяющегося при диссоциации катиона К⁺, который обладает повышенной подвижностью в пределах кристаллической решетки глин. Эта подвижность катионов К⁺ обеспечивает заполнение ими лунок в кристаллических структурных элементах глинистых минералов, что способствует приданию ей жесткости, препятствующей поступлению молекул воды в межплоскостное пространство элементарных кристаллических пластинок глины.

Таблица 1. Рецепт ингибирующего бурового раствора FeCl₃ - АКК.

Название химических реагентов и материалов	Назначение, действие	Расход в кг на 1 м ³ раствора	
		На морской воде	На технической пресной основе
Глина	Образование структуры	20 – 40	30 – 40
СМС-НВ	Уменьшение водоотдачи и повышение вязкости	5 – 10	6 – 12
СМС – ЛВ	Уменьшение водоотдачи	10 – 15	14 – 20
FeCl ₃	Снижение вязкости, статического напряжения сдвига	25 – 35	30 – 40
Na ₂ CO ₃	Осаждение ионов Ca ²⁺	0,5 – 1	0,5 – 1
КОН	Регулирование pH	4 – 6	5 – 7
АКК	Ингибирование глиносодержащих пород	4 – 5	4 – 5
Биоцид	Борьба с вредными бактериями	1 – 2	1 – 2
Смазочная добавка	Смазочные свойства	15 – 25	15 – 25
Пеногаситель	Пеногашение	0,1 – 0,5	0,1 – 0,5

Совершенство структурных, фильтрационных и реологических свойств достигается за счет ввода в состав такого бурового раствора модификаций карбоксиметилцеллюлозы:

- *СМС – HV* – эффективный регулятор фильтрационных свойств буровых растворов. Применяют в тех случаях, когда требуется поддержание высоких реологических характеристик этих растворов;

- *СМС – LV* – обеспечивает понижение показателя фильтрации буровых растворов на водной основе при незначительном повышении реологических параметров. Реагенты соответствуют спецификации 13 *API* и российским ТУ 6-55-40-90 (натрий – карбоксиметилцеллюлоза техническая) [6]. Пеногаситель в данный вид бурового раствора вводится из-за необходимости устранения пенообразования при обработке его феррохромлигносульфонатами.

Буровой раствор FeCl_3 – *АКК* имеет следующие преимущества:

- обладает хорошей ингибирующей способностью, что обеспечивает стабильность стенок ствола скважины;

- имеет стабильные свойства при высоких температурах (до 160-180 °С) и концентрации хлорида натрия (NaCl) (до 15%);

- простой способ приготовления;

- невысокая стоимость

единицы объема.

Недостатки этого раствора заключаются в том, что:

- в процессе бурения твердая фаза бурового раствора легко осаждается при начале циркуляции бурового раствора, обработанного алюмокалиевыми квасцами, что сопровождается повышением вязкости, и водоотдачи. Прочность геля при этом увеличивается, поэтому требуется дополнительная обработка, приводящая к увеличению количества химических реагентов;

- образующаяся толстая глинистая корка при бурении с применением этого ингибированного раствора является причиной осаждения алюмокалиевых квасцов, что приводит к возможным осложнениям, связанным с эрозией и обвалами стенок скважины;

- в процессе бурения начальные ингибирующие свойства раствора ухудшаются, что трудно контролировать в сочетании с изменениями других параметров;

- медленная скорость разложения токсичных соединений шестивалентного хрома в составе реагента FeCl_3 оказывает вредное влияние на экологическую безопасность природной среды.

Ингибированный полимерный буровой раствор *KCL - glycol* является безглинистым, приготовляемым на основе полимерных реагентов с добавлением гелеобразующих веществ – полиалкиленгликолей.

Рецептура полимерного безглинистого бурового раствора *KCL - glycol* приведена в табл. 2.

Буровой раствор *KCL - glycol* включают в себя следующие ингибирующие реагенты:

- *polyalkylene glycol (PAG)* – полиалкилен гликоль, обладающий помимо структурообразующего действия, способностью к образованию гелеобразных структур на поверхности глинистых частиц, что позволяет улучшить ингибирующее действие. Кроме того, в структуре водных растворов полимеров с добавлением *PAG* возникают молекулярно-мицеллярные переходы [7], способствующие получению выгодной реологической характеристики таких растворов. *PAG* обеспечивает контроль водоотдачи, повышает стойкость глинистой корки при динамическом воздействии буровой колонны и потока бурового раствора, улучшает смазывающее его действие, снижающее трение бурового инструмента;

- *KCL* – хлористый калий является одним из лучших ингибиторов набухания глин, поскольку за счет выделения при диссоциации *KCL* в водных растворах катионов K^+ , обладающих высокой подвижностью и способностью

Таблица 2. Рецепт приготовления полимерного безглинистого раствора *KCL - glycol*.

Название химических реагентов и материалов	Назначение, действие	Расход в кг на 1 м³ раствора	
		На морской воде	На технической пресной основе
<i>Xanvis, duovis</i>	Создание структуры раствора	5 – 7	4 – 6
Лимонная кислота	Улучшение растворимости биополимера	1 – 2	1 – 2
Na_2CO_3 , NaHCO_3	Связывание катионов Ca^{2+}	0,5 – 0,7	0,1 – 0,2
<i>Pacseal LV</i>	Снижение водоотдачи	10 – 15	10 – 12
<i>PHPA</i> (Полиакриламид)	Ингибирование глины	2,5 – 3	2,5
<i>Polyalkylene glycol</i>	Ингибирование глины	30 – 40	30 – 40
<i>Oxoscav</i>	Антиоксидант	1,5 – 2	1,5 – 2
Биоцид	Борьба с вредными организмами	1 – 1,5	1 – 1,5
<i>KCl</i>	Ингибирование глины, увеличение плотности	70 – 120	70 – 120
Смазочное вещество	Смазывающее действие	5 – 10	5 – 10

проникать в межпакетные промежутки кристаллической решетки глин. Такие катионы способны адсорбироваться в лунках тетраэдрических слоев глинистых минералов, что придает жесткость кристаллической решетке и затрудняет проникновение молекул воды и гидратацию глинистых частиц;

- *partially hydrolyzed polyacrylamide (PHPA)* – частично гидролизированный полиакриламид, имеющий среднюю молекулярную массу. Активно взаимодействует с молекулами воды, обеспечивая их связывание и уменьшение поступления их количества в глинистые породы, слагающие стенки скважины. Это действие *PHPA* способствует образованию полупроницаемой мембраны на поверхности глиносодержащих горных пород в стенках скважины за счет флокулирующего действия *PHPA*, что усиливает ингибирующее действие бурового раствора за счет присутствия двух первых реагентов *PAG* и *KCL*. Также этот реагент способствует контролю вязкости бурового раствора при бурении с высокой механической скоростью и при поступлении в состав него большего количества катионов Ca^{+2} и Mg^{+2} ;

- *xanvis* – поставляется в жидком виде и содержит до 43% по массе ксантановый биополимер эфира дипропиленгликоля. Основная функция *xanvis* – это улучшение выносящей способности бурового раствора, его способности к очистке от выбуренного шлама и повышение смазочной способности бурового инструмента. Выполнение этих функций обеспечивается повышением вязкости бурового раствора при добавлении этого реагента, а также флокулирующим его действием по отношению к выбуриваемым частицам шлама и адсорбирующим действием макромолекул полимера в глинистой корке на стенках скважины;

- *douvis* – высокоочищенный разветвленный биополимер на основе ксантановой смолы с высокой молекулярной массой, обеспечивает высокие реологические свойства бурового раствора, удерживающую и выносящую его способность. Также эффективно применяется в составах буровых растворов на водной основе, включая утяжеленные, соленые и соленасыщенные. Реагент обеспечивает уникальный псевдопластичный реологический профиль буровых растворов и плоскую хрупкую структуру статического напряжения сдвига. Обработанные буровые растворы реагентом *douvis* обладают свойствами растворов с «обратной вязкостью». В пресных безглинистых растворах термостойкость достигает 120 °С, которая может быть повышена за счет растворения солей, введения антиоксиданта и специальных добавок;

- *pacsealLV* – полианионная целлюлоза низкой вязкости, является регулятором вязкости и понизителем водоотдачи всех видов буровых растворов на водной основе: пресных и приготовленных на морской воде, обладает ингибирующим действием по отношению к глиносодержащим горным породам при бурении в том числе наклонно направленных и горизонтальных скважин. Обеспечивает устойчивость раствора при загрязнении его катионами Ca^{+2} , Mg^{+2} ;

- *oxosav* – является сульфитом натрия (Na_2CO_3), который способствует поглощению кислорода в буровом растворе, предотвращая термоокислительную деструкцию полимерных цепей реагентов и препятствуя коррозии бурового инструмента.

Достоинства безглинистого бурового раствора *KCL - glycol*:

- раствор имеет хорошую ингибирующую способность, что повышает устойчивость стенок скважин в глиносодержащих породах;

- снижает число возможных осложнений и проблем при бурении в активных глинистых сланцах;

- сохраняет естественную проницаемость углеводородных коллекторов;

- обладает хорошей смазочной способностью, что уменьшает силы трения и крутящий момент;

- обладает хорошей реологической характеристикой, что способствует удалению шлама с забоя и выносу его по стволу скважины.

Буровой раствор *KCL - glycol* имеет следующие недостатки:

- по сравнению с ингибирующим буровым раствором FeCl_3 - *AKK* полимерный безглинистый буровой раствор *KCL - glycol* менее стабильный при бурении в высокотемпературных условиях (при температуре выше 200 °С);

- раствор требует более строгого контроля его параметров и содержания компонентов, а также очистки от выбуриваемой породы в процессе бурения;

- раствор требует увеличения времени подготовки и обработки из-за одновременного использования большого количества реагентов, обеспечивающих стабильные его параметры;

- обладает более высокой стоимостью единицы объема;

- при бурении в песках с применением бурового раствора *KCL - glycol* затруднено образование корки из-за отсутствия глины – бентонита.

Буровой раствор *ultradill* является высокоэффективной промывочной жидкостью на водной основе, выпускаемой американской компанией «*MI Drilling Fluids UK*». При бурении с использованием такого бурового раствора проявляется его ингибирующее действие по отношению к глиносодержащим горным породам при достижении высоких значений механической скорости и выполнении экологических требований. Эти положительные качества бурового раствора *ultradill* получены при использовании трех важных химических реагентов *ultrahib*, *ultracap* и *ultrafree* в составе рецептуры приготовления (табл. 3).

Сведения о химических реагентах ингибиторах глиносодержащих горных пород приводятся ниже.

Ultrahid является реагентом полиамином, который обеспечивает ингибирование глинистых пород от набухания за счет уменьшения тенденции присоединения молекул воды к глинистым частицам. Его добавка в буровом растворе практически не влияет на вязкость и фильтрационные свойства.

Химический реагент *ultrahid* адсорбируется основными поверхностями кристаллических пластин, образуя химические связи, что способствует уменьшению расстояния между элементарными глинистыми частицами, из-за чего молекулы воды не могут проникать в межплоскостное пространство таких частиц. *ultrahid* поставляется в жидком виде, являясь основным ингибирующим химическим реагентом в составе бурового раствора *ultradill*.

Химический реагент *ultrahid* представляет собой бесцветную прозрачную жидкость, плотностью 0,993÷1,023, pH 9,0÷9,5, температура горения > 93 °С. Рекомендуемая концентрация в растворе 2÷4% от общего его объема и зависит от активности глиносодержащих горных пород.

Таблица 3. Рецепт приготовления жидкости *ultradill*.

№	Название химических реагентов	Реализуемая функция в составе бурового раствора	Расход реагента в кг на 1 м ³ раствора
1	Карбонат натрия (<i>soda ash</i>)	Деионизирование Ca ²⁺	1
2	KCl	Ингибирование глины	100
3	<i>Ultrahid</i>	Ингибирование глины	30
4	<i>Ultracap</i>	Ингибирование глины	10
5	<i>MI PAC UL</i>	Уменьшение показателя фильтрации	10
6	<i>Douvis</i>	Создание структуры	4,5
7	<i>Ultrafree</i>	Смазывающее действие	17
8	<i>Safe cide</i>	Борьба с вредными организмами	0,75
9	CaCO ₃	Устранение прихвата	15
10	<i>Soltex</i>	Устойчивость стенок скважины	12
11	барит	Увеличение плотности	100

Ultracap – является катионным полимерным реагентом, обеспечивающим создание полимерных пластиков в структуре глинистого раствора за счет дефлокулирующего действия относительно глинистых частиц. Такой реагент контролирует набухание глинистых частиц в составе глинодержающих горных пород в стенках скважины, способствуя повышению их устойчивости. Химический реагент *ultracap* является низкомолекулярным веществом, получаемым на основе сополимера акриламида, имеющего поликатионные свойства, и обеспечивает активное взаимодействие с частицами бентонита в составе глинистого раствора.

Наряду с ингибирующим действием *ultracap* практически не влияет на вязкость бурового раствора при небольшом увеличении показателя фильтрации. Выпускается для обработки буровых растворов в виде геля или белого порошка.

Ultrafree – это смазочное вещество для исключения кратковременных прихватов долота, КНБК и обсадной колонны.

Химический реагент *ultrafree* обладает способностью адсорбироваться на поверхности глинодержающих горных пород в стенках скважины и бурового инструмента, что способствует увеличению смазывающей способности бурового раствора. При использовании *ultrafree* в составе бурового раствора исключается зашламование забоя и налипание частиц выбуренной породы на долоте, что способствует увеличению механической скорости бурения при значительном снижении величины крутящего момента.

Реагент *ultrafree* поставляется в виде желтой или серой жидкости плотностью 0,78÷0,85 г/см³, растворяющейся в растворах на водной основе за счет ее эмульгирования. Основные характерные особенности бурового раствора *ultradill*:

- применяемые химические реагенты в составе бурового раствора обладают высокой стабильностью;
- безвреден для здоровья человека и окружающей среды;
- буровой раствор имеет характеристики, похожие на характеристики растворов на нефтяной и комбинированной основе;
- простота приготовления и хранения;
- буровой раствор способен эффективно исключать факторы, приводящие к затыкам и прихватам бурового инструмента;
- раствор хорошо ингибирует глинодержающие горные породы;
- обладает стабильными свойствами в обычной загрязненной среде;
- раствор имеет высокую соленость (до 20% по NaCl);
- можно эффективно использовать для бурения на глубокозалегающие водоносные горизонты.

К недостаткам растворов *ultradill* можно отнести:

- низкая термостойкость (до 110 °C);
- необходимость обработки бурового раствора лимонной кислотой при бурении в цементных мостах;
- достаточно высокая стоимость.

Экспериментальные исследования параметров буровых растворов FeCl₃ – АКК, KCl – *glycol* и *ultradill* проводились в отделе буровых растворов предприятия «Вьетсовпетро» с использованием комплекта-лабораторного оборудования и приборов «*Dinamic Linear Swellmeter with Compactor*» компании *Offite*. Исследовались следующие параметры буровых растворов, приготовленных на водной основе: динамическое напряжение сдвига (*YP*), прочность геля через 10 минут, показатель фильтрации (*FL*) и степень набухания глины.

Методикой исследований предусматривались работы по определению влияния температуры нагрева до 120 °C буровых растворов на реологические и структурные их свойства, а также степень набухания глины в исследуемых растворах. Результаты этих исследований анализировались на основе построенных диаграмм, представленных на рисунках 1, 2, 3, 4 и 5.

Реологические свойства оценивались по изменению динамического напряжения сдвига (*YP*) после нагрева буровых растворов FeCl₃ – АКК, KCl – *glycol* и *ultradill*, результаты этих исследований представлены на рис. 1.

Установлено, что буровой раствор FeCl₃ – АКК является термостойким, поскольку после его нагрева динамическое напряжение сдвига увеличивается на 28,5%, что обуславливается наличием в его составе термостойких реагентов FeCl₃ и АКК. Такой раствор имеет относительно низкие реологические свойства: *YP* = 3,12÷4,08 Па (1 lb/ft² ≈ 0,49 Па), что способствует созданию меньших перепадов давлений при циркуляции по стволу скважины.

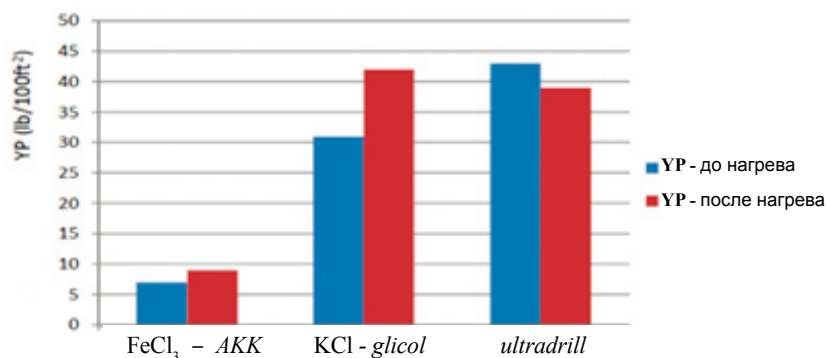


Рис. 1. Динамическое напряжение сдвига (YP) буровых растворов «FeCl₃ - AKK», «KCl - glycol» и «ultradrill» до и после нагрева.

Буровой раствор KCl - glycol изначально имеет более высокое значение динамического напряжения сдвига (15,2 Па) по сравнению с буровым раствором FeCl₃ - AKK. Однако, после нагревания этот параметр увеличивается на 35,5%, что обуславливается наличием в составе этого раствора биополимера *xanvis*, *PHPA* и полиалкиленгликоля, обеспечивающих загустевание его после термообработки.

Буровой раствор *ultradrill* имеет изначально наиболее высокое значение динамического напряжения сдвига $YP = 20,8$ Па, которое после нагрева снизилось 20%. Поэтому раствор *ultradrill* имеет более высокую термостойкость по сравнению с растворами FeCl₃ - AKK и KCl - glycol.

Следующая серия опытов была посвящена исследованию прочности геля исходных буровых растворов и их утяжеленных разновидностей до и после нагрева. Утяжеление растворов осуществлялось путем ввода в их состав барита, а прочность геля оценивалась по измеряемой величине статического напряжения сдвига после 10 минут нахождения раствора в состоянии покоя. Результаты этих исследований приведены на рис. 2.

Исследования показали, что раствор FeCl₃ - AKK имеет наименьшие значения прочности геля *Gel 10'* без утяжелителя и *Gel 10''* с утяжелителем, а раствор *ultradrill*

обладает наибольшей прочностью геля для двух тех же разновидностей этого раствора. Кроме того установлено, что введение утяжелителя в состав всех видов буровых растворов приводит к увеличению прочности геля и особенно для раствора *ultradrill* - до 53,3%. Это обуславливается увеличением статических сил сцепления структуры гелей, исследуемых полимерных растворов, с частицами барита. После нагрева исследуемых растворов наибольшее снижение прочности геля до 20% наблюдается у системы *ultradrill*. Наименьшее влияние нагрева оказывает на снижение прочности геля в буровых растворах FeCl₃ - AKK по причине высокой термостойкости реагентов FeCl₃ и AKK.

Результаты исследований влияния нагрева на изменение показателя фильтрации (FL) приведены на рис. 3.

Эти исследования позволили установить, что наилучший показатель фильтрации имеет раствор *ultradrill* - 4 см³ за 30 мин. При нагреве эта величина практически не меняется, что обеспечивается эффективным совместным действием полимерных реагентов *ultrahid*, *ultracap*, *MI PAC UL* и *duovis* по уменьшению фильтрации водной фазы бурового раствора через глинистую корку. В этом случае проявляется мембрано-образующее действие макромолекул этих полимерных реагентов при их взаимодействии с глинистым минералами в корочке [5].

Раствор KCl - glycol имеет также высокую термостойкость, поскольку нагрев приводит к незначительному увеличению показателя фильтрации.

Наибольшее увеличение показателя фильтрации наблюдалось при исследовании растворов FeCl₃ - AKK до 87,5%, что обуславливается термической неустойчивостью модификаций карбоксиметилцеллюлозы CMC - HV и CMC - LV. Поэтому этот раствор необходимо рекомендовать для использования при бурении в низкотемпературных условиях.

Исследования набухающей способности глины проводились по методике, предусматривающей измерение увеличения высоты образцов глины во времени: через 1 час, 2 часа, 18 часов, 24 часа, 48 часов, 72 часа и 96 часов, находящихся в исследуемых растворах. Исследуемые образцы подвергались обжигу при температуре 120 °C. Результаты этих исследований приведены на диаграммах (рис. 4 и 5).

На рис. 4 представлены диаграммы изменения степени набухания глинистых образцов во времени до их обжига. Установлено, что буровой раствор *ultradrill* обладает максимальной ингибирующей способностью по отношению к глинистым образцам. Раствор FeCl₃ - AKK обладает наиболее низкой ингибирующей способностью, приводящей к тому, что через 72 часа контакта с буровым раствором степень

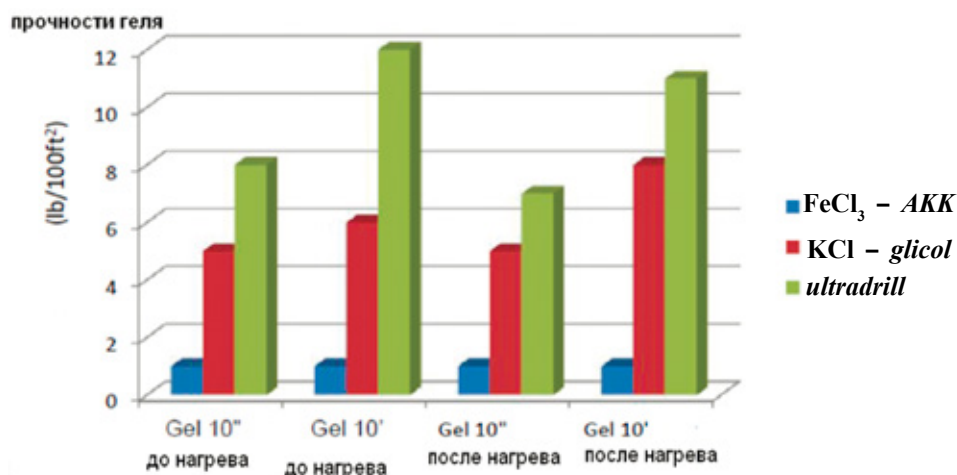


Рис. 2. Прочности геля буровых растворов «FeCl₃ - AKK», «KCl - glycol» и «ultradrill» до и после нагрева.

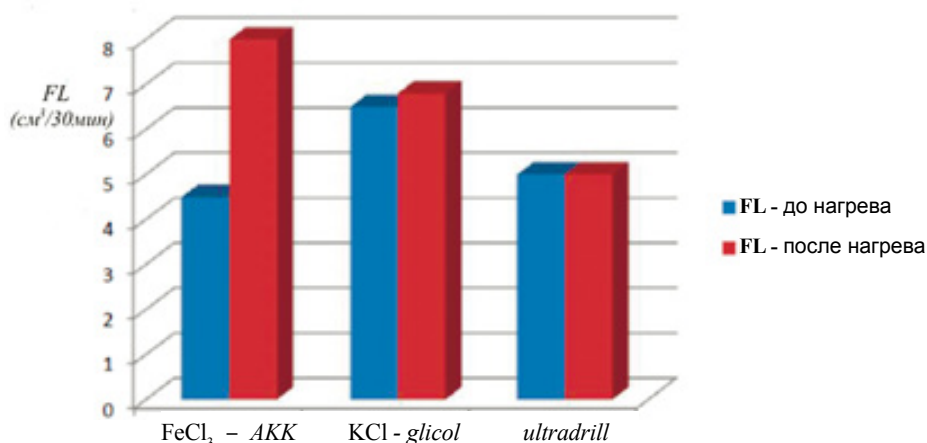


Рис. 3. Изменение величины показателя фильтрации (FL) буровых растворов «FeCl₃ - AKK», «KCl - glycol» и «ultradrill» при нагреве.

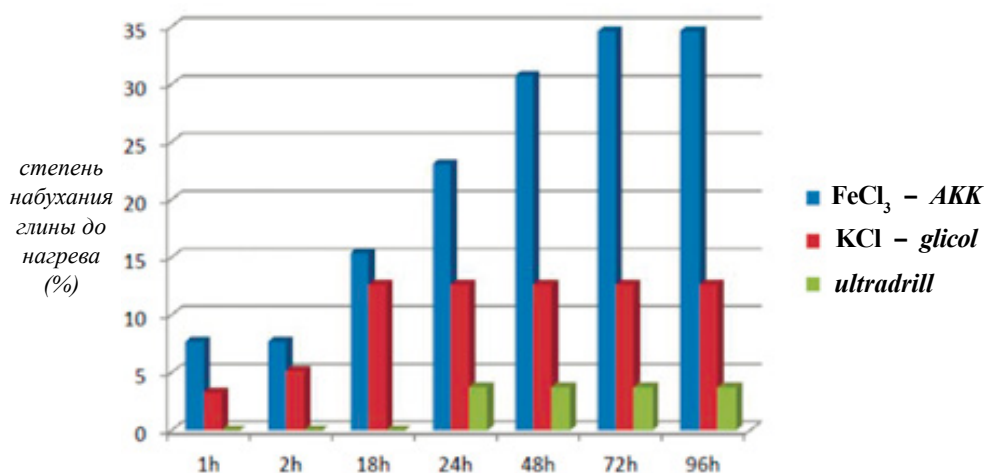


Рис. 4. Изменение степени набухания глины в исследуемых буровых растворах до нагрева.

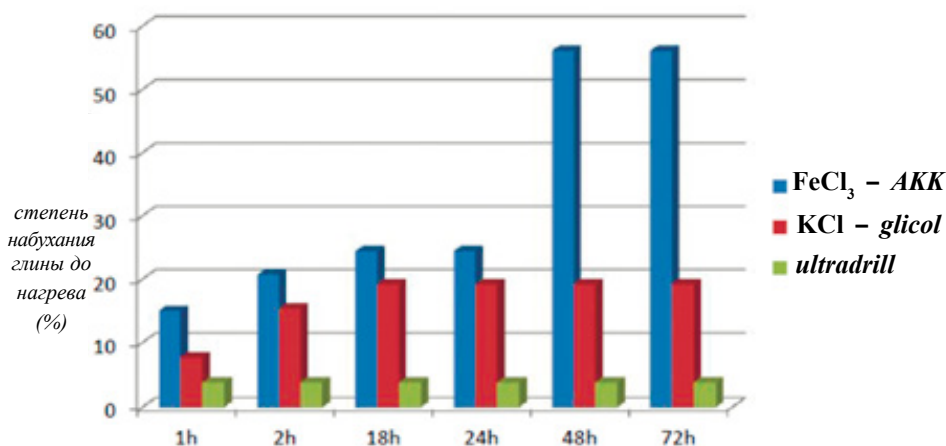


Рис. 5. Изменение степени набухания глины в исследуемых буровых растворах после нагрева.

набухания глины увеличивается на 350%. Поэтому этот раствор не может использоваться для проходки интервалов глинодержущих горных пород при длительном выполнении технологических процессов в скважинах (горизонтальное бурение, аварийные работы, цементирование обсадных колонн, и т.п.). Максимальное время нахождения в контакте с буровым раствором FeCl₃ - AKK не должно превышать 2-х часов.

Буровой раствор KCl - glycol позволяет стабилизировать значение набухающей способности на уровне 12-13% после 18 часов контакта его с глинодержущими горными породами.

Наибольшей ингибирующей способностью обладает раствор ultradrill, который в течение 18 часов сохраняет величину степени набухания на минимальном уровне до 1% с последующей ее стабилизацией на уровне 3%.

Обжиг образцов глины при температуре 120 °C позволяет резко увеличить степень набухания глины в растворе KCl - glycol до 185,7% в первые два часа, а в растворе FeCl₃ - AKK - до 216,6% при последующей стабилизации этого показателя (рис. 5). Дальнейшее увеличение степени набухания стабилизировалось на уровне 55-60%.

Наиболее термостойким является раствор ultradrill, позволяющий еще в первый час контакта с глинистым образцом стабилизировать величину степени набухания на уровне 3÷3,5%.

По результатам исследований были получены следующие выводы и рекомендации:

1. Буровой раствор ultradrill обладает наиболее высокими значениями динамического напряжения сдвига, прочности геля и показателя фильтрации в условиях высоких температур в сравнении с растворами FeCl₃ - AKK и KCl - glycol.

2. Введение утяжелителя (барита) в состав исследуемых буровых растворов приводит к увеличению прочности геля, что объясняется усилением статических сил сцепления полимерных реагентов с дополнительной полезной твердой фазой в виде утяжелителя, что необходимо

учитывать при разработке гидравлических программ промывки скважин.

3. Наиболее низкими значениями показателя фильтрации обладает раствор *ultradill* (4 см³ за 30 мин.), который практически не изменяется при нагреве до 120 °С. Поэтому раствор такого состава можно рекомендовать для проходки в мощных отложениях глиносодержащих горных пород.

4. Более высокие значения показателя фильтрации имеет раствор KCl – *glycol*, при небольшом их увеличении при нагреве до 120 °С, что позволяет также рекомендовать его для бурения в условиях высоких температур в скважине.

5. Наиболее высокая ингибирующая способность у раствора *ultradill*, которая быстро стабилизируется на уровне 3%. Нагрев до 120 °С не приводит к существенному увеличению степени набухания до 4%.

6. Для бурения интервалов скважин в миоценовых и олигоценных отложениях рекомендуется использовать буровой раствор *ultradill*, обладающий преимуществами по всем исследуемым параметрам по сравнению с буровыми растворами FeCl₃ – АКК и KCl – *glycol*.

7. Необходимо продолжить исследования по выбору состава и свойств бурового раствора для перебурирования продуктивной толщи, приуроченной к трещиноватым гранитам месторождения «Южный Дракон и Доймой».

ЛИТЕРАТУРА

1. Кашкаров Н.Г., Верховская Н.М., Рябоконь А.А. и др. Совершенствование требований и методов контроля качества полисахаридов, глинопорошков и утяжелителей для строительства газовых скважин. Обзорная информация. Серия "Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений". - М.: ИРЦ Газпром, 2007. - 166 с.
2. Кошелев В.Н., Растегаев Б.А., Добросмыслов А.С. Использование комплексно ингибированных буровых растворов при проводке скважин. - Бурение и нефть. - М.: ООО «Бурнефть», 2008. - №12. - с. 35-37.
3. Липкес М.И., Лернер Р.С., Дедусенко Г.Я., Пондоева Е.И. Высокомолекулярные сополимеры акрилового ряда в качестве реагентов для буровых растворов. - Нефтяное хозяйство. - М.: 1983. - №2. - с. 23-26.
4. Маслова О.А., Пальчикова Л.С., Мотошин Ю.А., Мойса Ю.Н. Сравнительные испытания органических ингибиторов глин. - Бурение и нефть. - М.: ООО «Бурнефть», 2010. - №3. - с. 30-32.
5. Соловьев Н.В., Соловьев Е.Н., Бейкаль В.А. и др. Полимерные промывочные для бурения горизонтальных скважин. - Разведка и охрана недр. - М.: Министерство природных ресурсов и экологии РФ, 2013. - №5. с. 47-53.
6. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Под общей редакцией д.т.н. проф. Овчинников В.Н. - Тюмень: ГНГУ, 2014. с. 147-165.
7. Шарафутдинова Р.З., Ишбаев Г.Г. Буровые растворы для строительства скважин в глинистых горных породах. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. - 191 с.

REFERENCES

1. Kashkarov N.G., Verhovskaja N.M., Rjabokon' A.A. et al. Improvement requirements and methods of quality control of polysaccharides, powders and weighting material for gas well construction. Overview. A series of "Development and exploitation of gas and gas condensate fields". - M.: IRC Gazprom, 2007. - 166 p.
2. Koshelev V.N., Rastegaev B.A., Dobrosmyslov A.S. The use of a complex of inhibited drilling fluids for well construction. - Burenie & neft'. - M.: LLC "Burneft", 2008. - #12. - p. 35-37.
3. Lipkes M.I., Lerner R.S., Dedusenko G.Ja., Pondoeva E.I. High molecular weight copolymers of acrylic series as reagents for drilling fluids. - Neftjanoe hozjajstvo. - M.: 1983. - #2. - p. 23-26.
4. Maslova O.A., Pal'chikova L.S., Motoshin Ju.A., Mojsa Ju.N. Comparative testing organic inhibitors of clays. - Burenie & neft'. - M.: LLC "Burneft", 2010. - #3. - p. 30-32.
5. Solov'ev N.V., Solov'ev E.N., Bejkal' V.A. Polymer flushing fluids for drilling of horizontal wells. - Razvedka i ohrana nedr. - M.: VIMS, 2013. - #5. p. 47-53.
6. Technology of drilling oil and gas wells. Under the general editorship of Ovchinnikov V.N doctor of science, professor. - Tjumen': GNGU, 2014. - p. 147-165
7. Sharafutdinova R.Z., Ishbaev G.G. - Drilling fluid for drilling in argillaceous rocks. - M.: JSC "VNIIOJENG", 2012. - 191 p.

УДК 622.245.12

Разработка дизайна фильтра-хвостовика для крепления горизонтальных участков скважины большой длины

С.А. Кейн - канд. техн. наук, доцент; И.Н. Андронов - доктор техн. наук, профессор;
С.В. Швеи - аспирант; В.П. Пятибрат - доцент
(Ухтинский государственный технический университет)

Развитие современных технологий и техники в области строительства скважин с протяженным горизонтальным участком позволяют осуществлять их бурение со сложными для реализации на практике траекториями, а именно смещением от вертикали в 3-7 раз превышающим глубину самой скважины. При спуске эксплуатационных обсадных колонн в такие скважины при достижении определенной глубины осевое усилие на устье равняется нулю или переходит в отрицательное значение. Это означает, что в колонне не осталось растянутой части и дальнейший ее спуск возможен лишь при использовании специальных мероприятий по её допуску до забоя.

В работе [1] выделены четыре интервала предельных значений коэффициента смещения, для каждого из которых предложен комплекс мероприятий, направленных на доведение обсадной колонны до проектного забоя горизонтальной скважины под собственным весом.

При величине коэффициента смещения $K_{CM} \leq 2,3$ возможен спуск обсадной колонны под действием собственного веса (коэффициент трения принят $K_{TP} = 0,3$); в интервале значений $2,3 \leq K_{CM} \leq 3,8$ допуск колонны можно осуществить за счет снижения сил трения, например, применением современных смазочных агентов или роликовых центраторов (принят $K_{TP} = 0,2$); в интервале значений $3,8 \leq K_{CM} \leq 5,4$ следует добиваться облегчения нижней части обсадной колонны, например, использовать комбинированную колонны, нижняя часть которой собрана из легкосплавных обсадных труб (принят $K_{TP} = 0,3$); в интервале значений $5,4 \leq K_{CM} \leq 9,4$ необходим комплекс мероприятий по снижению коэффициента трения (смазочные агенты, роликовые центраторы), а так же использование комбинированной обсадной колонны (принят $K_{TP} = 0,2$).

При большой длине горизонтального участка и при значительном накопленном притоке флюида в скважину становится важным вопрос о конструкции скважины в продуктивном пласте. Чем лучше конструкция скважин соответствует всему возможному разнообразию их работы в будущем, тем легче выбрать оборудование для оптимальных условий эксплуатации, как отдельных скважин, так и месторождения в целом на разных стадиях его разработки и эксплуатации. Особое значение приобретает выбор скважности фильтра, то есть отношение суммарной площади отверстий к площади поверхности трубы. Именно она ограничивает подачу

насосного оборудования для откачки больших объемов флюида или специального оборудования для раздельной эксплуатации пластов.

Разработка дизайна фильтра-хвостовика должна обеспечить выравнивание профиля притока флюида в горизонтальный участок скважины большой протяженности. Для оптимизации скважности фильтра, другими словами, выборе оптимального количества щелей на 1 погонный метр обсадной трубы, нами разработана методика расчета притока флюида к горизонтальному стволу большой протяженности.

Расчет притока флюида производится методом фильтрационных сопротивлений, предложенным Ю.П. Борисовым [4, 5]. В этом методе общее фильтрационное сопротивление добывающей скважины представляется в виде суммы фильтрационных сопротивлений подобластей простой формы.

Для случая притока флюида к бесконечно длинной горизонтальной скважине, обсаженной щелевым фильтром, нами получена следующая расчетная схема. Область притока флюида разбивается на три подобласти, в каждой из которых определены фильтрационные сопротивления. Первая подобласть - течение плоскопараллельного потока флюида (приток к галереи) от контура питания до некоторого радиуса; вторая подобласть - область плоскорадиального потока (приток к скважине); третья подобласть - область притока жидкости в щелевой фильтр.

Таким образом, для стационарной фильтрации, приток нефти на участке скважины длиной dx скважины определяется по формуле:

$$\frac{dQ(x)}{dx} = \frac{2\pi k \cdot (P_K - P_C(x))}{\mu \cdot \left[\pi \frac{R_K}{h} + \ln \frac{h}{2\pi r_c} + C \right]}, \quad (1)$$

где r_c (d_c) - внутренний радиус (диаметр) скважины, м;
 μ - динамическая вязкость нефти, Па·с;
 h - толщина пласта, м;
 R_K - радиус контура питания, м;
 k - проницаемость пласта, м²;
 P_K и $P_C(x)$ - давление на контура питания и в скважине соответственно, МПа.

Градиент гидравлических потерь при движении флюида по колонне определяем по формуле:

$$\frac{dP_C(x)}{dx} = \frac{\lambda}{d_C} \cdot \frac{\rho Q^2(x)}{2\omega_0^2}, \quad (2)$$

где λ - коэффициент гидравлических сопротивлений;
 ω_0 - площадь сечения колонны, м².

Средняя скорость движения потока в трубе определяется по формуле:

$$v(x) = \frac{4Q(x)}{\pi d_{\sigma}^2} \quad (3)$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений в зависимости от режима течения флюида определяется следующим образом:

$$\lambda = \begin{cases} \frac{64}{\text{Re}}; \text{Re} < \text{Re}_{\kappa p} \\ 0,11 \left(\frac{68}{\text{Re}} + \frac{k}{d_c} \right)^{0,25}; \text{Re} > \text{Re}_{\kappa p} \end{cases} \quad (4)$$

где k - эффективная шероховатость стенок скважины, мм.

Число Рейнольдса Re определяется известным соотношением:

$$\text{Re} = \frac{v(x)d_c\rho}{\mu} \quad (5)$$

Приток флюида к скважине, обсаженной щелевым фильтром, будет отличаться тем, что вследствие сгущения линий тока у щелевых отверстий возникает дополнительное фильтрационное сопротивление [6]:

$$R_{don} = \frac{\mu}{2\pi k h} C. \quad (6)$$

где C - коэффициент, учитывающий дополнительное
фильтрационное сопротивление.

Согласно исследованиям В.И. Щурова [5] величина C должна меняться в пределах от нуля до бесконечности и с увеличением числа отверстий и их размера дополнительное фильтрационное сопротивление должно уменьшаться, следовательно, должна уменьшаться величина коэффициента C .

В.И. Щуровым задача о притоке нефти к перфорированной скважине была решена методом электродинамических аналогий (ЭГДА). Результаты исследований представлены на графиках рисунка 1. Коэффициент C , учитывающий дополнительное фильтрационное сопротивление в призабойной зоне из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия, зависит от размера ($d_{эф}$) отверстия, числа N отверстий на 1 погонный метр и диаметра скважины.

Выполненные нами исследования были использованы для обоснования технико-технологических решений по спуску эксплуатационной колонны в скважину с проектным коэффициентом смещения 3,9-4,0 на нефтяном месторождении имени Юрия Корчагина.

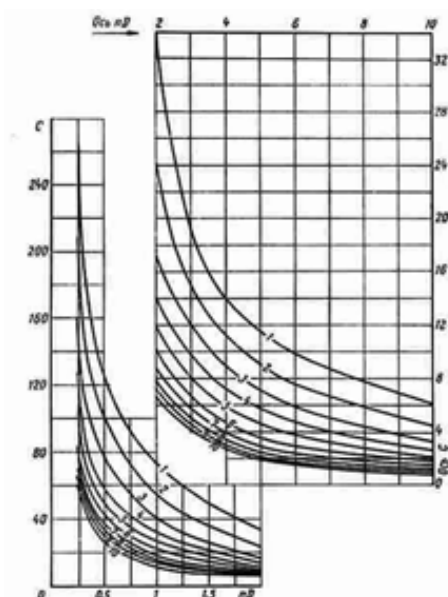


Рис. 5. График Шурова для нахождения коэффициента C
 n - плотность перфорации, м^{-1} ;
 D - диаметр скважины, м ;
 d' - диаметр отверстий, м ;
 $\alpha = d'/D$ (1 - $\alpha = 0,02$; 2 - $\alpha = 0,04$; 3 - $\alpha = 0,06$; 4 - $\alpha = 0,08$;
 5 - $\alpha = 0,1$; 6 - $\alpha = 0,12$; 7 - $\alpha = 0,14$; 8 - $\alpha = 0,16$; 9 - $\alpha = 0,18$;
 10 - $\alpha = 0,20$).

Месторождение расположено в акватории северного участка Каспийского моря, где разрабатывается ряд месторождений, главной особенностью которых является протяженный горизонтальный участок при сравнительно небольшой глубине по вертикали (рисунок 2).

Как показано в [1], при коэффициенте смещения $3,84 \leq K_{CM} \leq 5,36$ допуск колонны до конечного забоя скважины можно обеспечить за счет облегчение нижней части обсадной колонны. С этой целью предлагается использовать фильтр-хвостовик, состоящий из

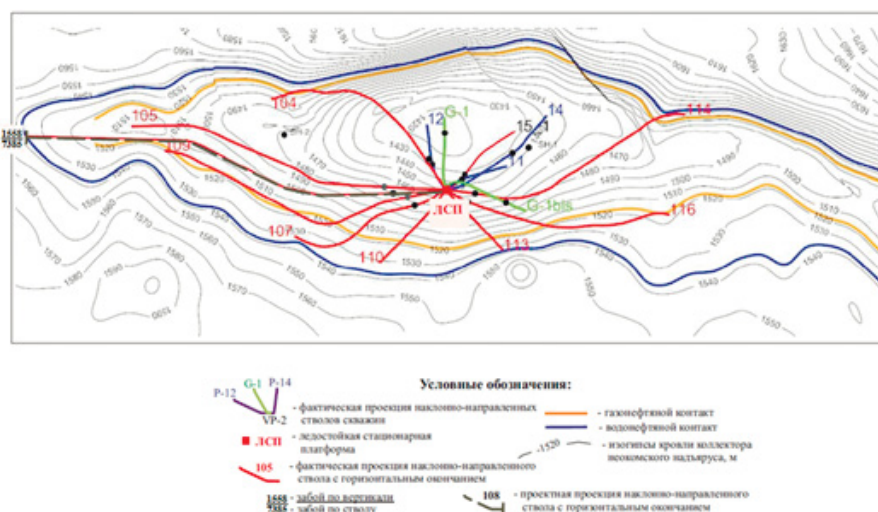


Рис. 2. Схема горизонтальных проекций скважин на месторождении имени Юрия Корчагина.

легкосплавных (сплав 1953Т1) обсадных труб 178х14 мм с высокогерметичным резьбовым соединением ОТПГ и массой одного погонного метра 20,2 кг, спуск которого производится на бурильных трубах. Более тяжелые стальные бурильные трубы, на которых производится спуск хвостовика, расположены в вертикальном участке и в интервале набора зенитного угла, создают усилие способное проталкивать легкосплавные обсадные трубы в горизонтальном участке ствола скважины.

Расчет осевых усилий, действующих в комбинированной колонне, выполнялся по методике М.М. Александрова [2]. Для скважины с глубиной расположения горизонтального участка 1552 метра и горизонтальным участком длиной 5500 метров, величина нагрузки на устье скважины составляет 47,9 кН, растянутая часть колонны 200 метров, что свидетельствует о возможности спуска хвостовика до проектного забоя скважины под действием веса всей «сборки» труб.

Для расчета зависимости накопленного притока углеводорода от скважности щелевого фильтра методом Рунге-Кутты четвертого порядка нами решалась система дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} dQ(x) = \frac{2\pi k \cdot dx (P_K - P_C(x))}{\mu \cdot \left[\pi \frac{R_K}{h} + \ln \frac{h}{2\pi r_C} + C \right]} \\ \frac{dP_C(x)}{dx} = \frac{\lambda}{d_C} \cdot \frac{\rho Q^2(x)}{2\omega_0^2} \end{cases} \quad (7)$$

При решении системы (7) использована промысловая и геологическая информация по месторождению имени Юрия Корчагина: плотность нефти $\rho = 709 \text{ кг/м}^3$, вязкость нефти $\mu = 0,001 \text{ Па} \cdot \text{с}$, проницаемость пласта $k = 0,018 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, радиус контура питания $R_K = 200 \text{ м}$, толщина пласта $h = 14,8 \text{ м}$, пластовое давление $P_K = 17,6 \text{ МПа}$, длина щелевого фильтра 5500 метров.

Для определения коэффициента C нами использовались диаграммы В.И. Щурова. Диаметр скважины принят равным 215,9 мм. Рассмотрены два варианта размеров щелей: ширина 0,406 и 0,300 мм при длине 40 мм, площадь 16,24 мм² и 12 мм² соответственно.

Результаты расчетов приведены на графиках рисунков 3-5.

На рисунке 3 приведены зависимости накопленного притока углеводорода по длине ствола для фильтра с постоянной по всей длине (5500 метров) скважностью, а также накопленного притока для фильтра, скважность которого меняется от участка к участку. В последнем случае выбрано десять участков, длина каждого 550 метров,

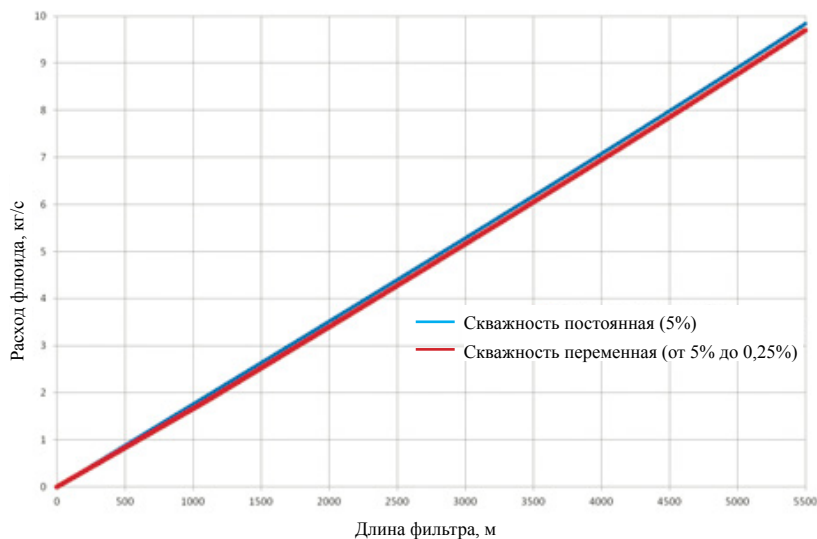


Рис. 3. Изменение накопленного притока нефти к горизонтальному стволу при использовании фильтра с постоянной и переменной скважностью.

скважность уменьшается от конечного забоя по направлению к устью скважины, приняты значения: 5%; 4,5%; 4%; 3,5%; 3%; 2,5%; 2%; 1,5%; 1,0%; 0,5%; 0,25%.

На рисунках 4 и 5 приведены зависимости накопленного притока нефти и потерь давления от величины скважности фильтра для щелей с площадью 12 мм² и 16,24 мм².

Анализируя полученные на примере месторождения имени Юрия Корчагина результаты исследований, можно сделать следующие выводы:

1. Использование фильтра с переменной от участка к участку скважностью не дает прироста притока флюида к скважине.

2. Увеличение площади щелевого отверстия не приводит к увеличению притока нефти, но позволяет снизить гидравлические потери давления при движении флюида в скважине.

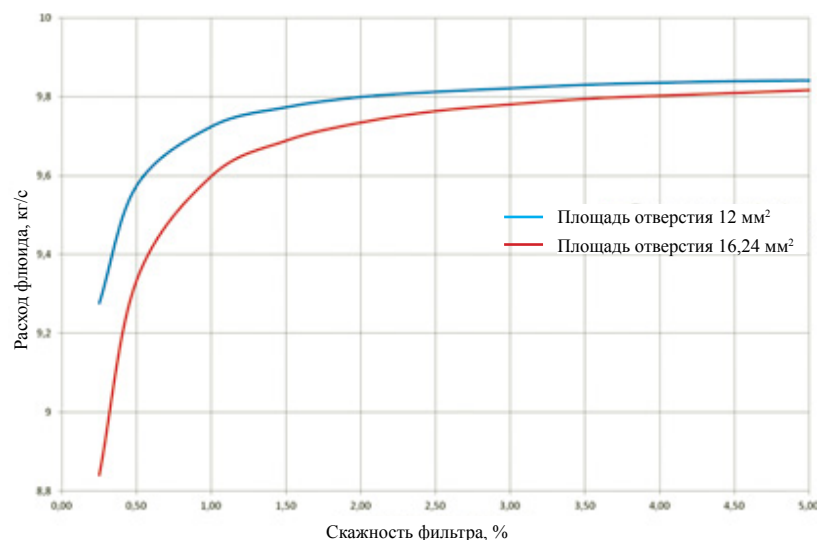


Рис. 4. Зависимость накопленного притока нефти от скважности фильтра.

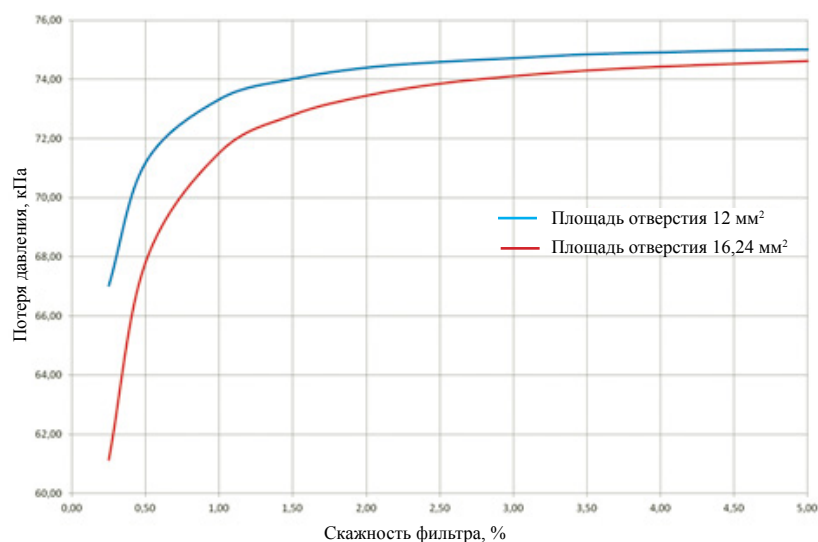


Рис. 5. Изменение величины гидравлических потерь давления от скважности фильтра.

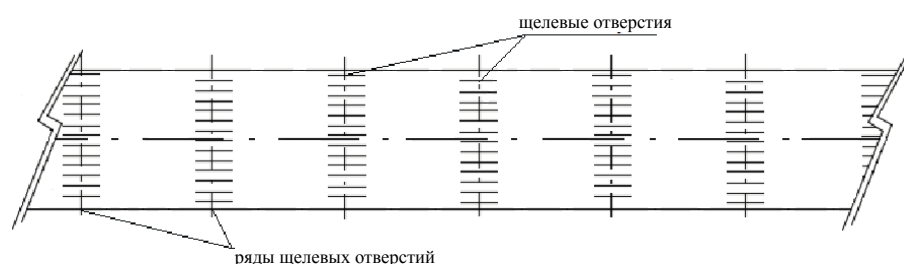


Рис. 6. Схема размещения отверстий на 1 погонном метре 178 мм обсадной трубы.

3. Использование фильтров со скважностью больше 5%, то есть увеличение количества щелей больше чем 2320 на 1 погонный метр трубы, не целесообразно, так как увеличения накопленного притока флюида практически не происходит.

В зависимости от скважности фильтра в таблице и на рисунке 6 предложена схема размещения щелевых отверстий на 1 погонном метре 178 мм обсадной трубы.

Выполненные нами исследования показывают, что принятое в настоящее время в практике строительства скважин использование фильтров с увеличением числа щелей от конечного забоя по направлению к устью не дает эффекта, целесообразно использовать фильтры с постоянной скважностью.

При увеличении скважности фильтра свыше 5% накопленный приток нефти практически не меняется. На стадии проектирования щелевого фильтра целесообразно выбрать такое количество щелей, которое позволяет обоснованно выбрать оборудование для оптимальных условий эксплуатации, как отдельных скважин, так и месторождения в целом на разных стадиях его разработки и эксплуатации.

Таблица. Размещение отверстий на 1 погонном метре 178 мм обсадной трубы.

Скважность	Площадь щели 12 мм ²			Площадь щели 16,24 мм ²		
	Количество щелей в ряду	Количество рядов на 1 пог.м	Количество щелей на 1 пог.м	Количество щелей в ряду	Количество рядов на 1 пог.м	Количество щелей на 1 пог.м
5%	116	20	2320	86	20	1721
4%	93	20	1860	69	20	1380
3%	70	20	1400	51	20	1020
2%	46	20	920	34	20	680
1%	23	20	460	17	20	340

ЛИТЕРАТУРА

1. Кейн С.А., Шве́ц С.В. Оценка сложности траектории горизонтальных скважин при спуске обсадных колонн. - Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. - с. 38-41.
2. Александров М.М. Взаимодействие колонны труб со стенками скважины. - М.: Недра, 1982. - 60 с.

REFERENCES

1. Kejn S.A., Shvec S.V. Evaluating the complexity of the o horizontal well trajectory while casing landing - Construction of oil and gas wells on land and at sea. - М.: JSC "VNIIOJeNG", 2015. - p. 38-41.
2. Aleksandrov M.M. The interaction of the tubing with the borehole wall. - М.: Nedra, 1982. - 60 p.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

3. Шве́ц С.В., Кейн С.А. Влияние параметров траектории горизонтальной скважины на спуск обсадной колонны. - Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. - №7. - с. 19-23.
4. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. - М.: Недра, 1964 - 320 с.
5. Черных В.А., Черных В.В. Математические модели горизонтальных и наклонных газовых скважин. - М.: Издательство «Нефть и газ», 2008. - 460 с.
6. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов. - М.: Недра, 1983. - 510 с.

REFERENCES (ending)

3. Shvec S.V., Kejn S.A. Horizontal well trajectory parameters influence of casing. - Construction of oil and gas wells on land and at sea. - M.: JSC "VNIIOJENG", 2014 - #7 - p. 19-23.
4. Borisov Ju.P., Pilatovskij V.P., Tabakov V.P. The development of oil deposits by horizontal and multilateral wells. - M.: Nedra, 1964 - 320 p.
5. Chernyh V.A., Chernyh V.V. Mathematical models of horizontal and inclined gas wells. - M.: Neft' i Gaz Publishers, 2008. - 460 p.
6. Shhurov V.I. Oil extraction: technology and equipment. College textbook - M.: Nedra, 1983. - 510 p.

УДК 622.243

Анализ условий формирования нецилиндрических сложных форм поперечного сечения ствола скважины

В.В. Нескоромных – доктор техн. наук, профессор
(Сибирский федеральный университет)

Одной из проблем современного бурения является качество ствола скважины. Достаточно часто ствол скважины формируется винтообразной или лепестковой формы, что уменьшает поперечное сечение ствола и требует его дополнительной проработки [4, 5, 6]. Актуальность данной проблемы увеличилась в связи с применением породоразрушающего бурового инструмента режуще-скалывающего действия типа *PDC*. Винтообразная форма сечения ствола скважины приводит не только к усложнению работы в стволах подобной формы, но и к повышенному изнашиванию бурового инструмента и разрушению керна, в случае колонкового бурения.

Свидетельством формирования некруглой формы поперечного сечения ствола скважины является винтовой керн (рис. 1) [4]. Винтовой керн чаще образуется при бурении твёрдосплавными режцовыми коронками и буровыми головками как в режиме вращательного, так и ударно-вращательного бурения. При алмазном бурении винтовой керн образуется реже, а форма керна имеет более сглаженные плавные винтообразные

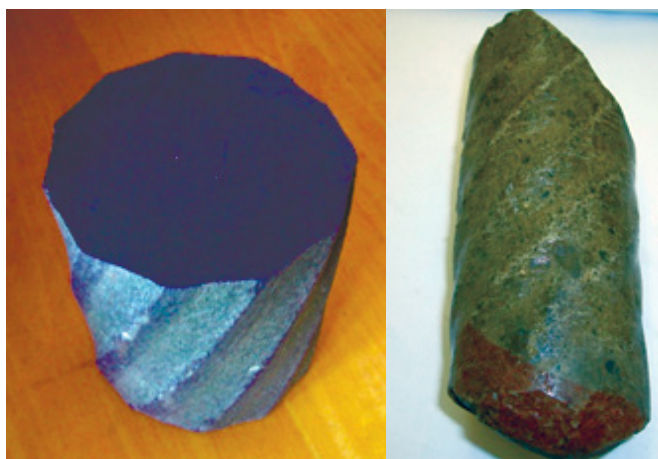


Рис. 1. Винтовой керн.

формы. При проведении экспериментальных работ отмечено образование винтового керна при пересечении инструментом контактов горных пород различной твёрдости. Образование винтового керна связано с высокими динамическими нагрузками на инструмент, а процесс бурения при гипоциклическом движении инструмента сопровождается вибрацией. В результате происходит разрушение керна при бурении и повышенный износ бурового инструмента.

Ствол скважины, получая сложную винтовую форму, требует обязательной проработки в процессе строительства скважины, так как такой ствол будет заужен. Без проработки в скважину порой невозможно будет спустить бурильную колонну с буровым инструментом иной конструкции, отличной от той, которая применялась при образовании винтообразной формы участка ствола скважины (например, в интервал, пробуренный трёхшарошечным долотом, без предварительной проработки ствола, не пройдет долото такого же диаметра, но с четырьмя шарошками или долото резцового типа).

Впервые факт образования многоугольных отверстий был отмечен в металлообрабатывающей промышленности при сверлении орудийных стволов (Ф.Д. Костромин, 1941 г.). Е.О. Пражский, В.И. Елгазин объясняют образование многоугольных сечений поворотом долот или коронок вокруг мгновенных центров вращения, которыми могут являться резцы или шарошки долот. Интересны факты, полученные при изучении механизма формирования винтового керна, которые свидетельствуют о том, что площадь многоугольного сечения ствола скважины всегда меньше, чем площадь круглого ствола, из которого сформировалось многоугольное сечение, а при выбуривании винтового керна наблюдается достаточно резкое увеличение механической скорости бурения [5].

Механизм образования винтового керна в своих работах изучали А.А. Зверюга, А.Г. Калинин, И.Н. Страбыкин, Р.С. Яремийчук и Г.Г. Семак [1, 2, 3, 6].

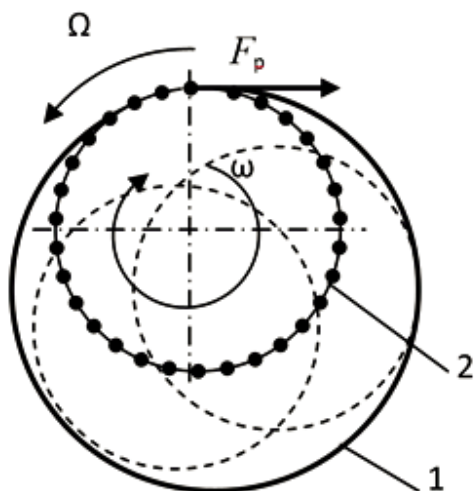


Рис. 2. Схема движения бурового инструмента в режиме гипоциклического вращения:

1 – скважина;

2 – буровой инструмент;

ω – частота вращения;

Ω – частота качения по стенке скважины.

Причина образования винтового керна может заключаться в несовершенстве буровых коронок или долот, а именно в разновысотности резцов, что приводит к смещению мгновенного центра сопротивления от оси вращения. Коронка или долото, вращаясь слева – направо с частотой ω (рис. 2), одновременно окатывается по стенке скважины в направлении Ω (рис. 2), обратном направлению вращения бурильной колонны, совершая, таким образом, гипоциклическое движение. При этом наружные резцы коронки формируют ствол скважины многоугольного сечения, а внутренние резцы фрезеруют керна, создавая многозаходный винт, число заходов у которого всегда на один превышает число внутренних резцов.

За один оборот один резец коронки совершает t касаний со стенкой скважины, а вся коронка – $t \cdot m$ касаний, где m – количество резцов у коронки.

Частота колебаний инструмента резко увеличивается, возрастают динамические нагрузки на инструмент. Например, при гипоциклическом движении инструмента ли-

нейная скорость резца меняется от 0 до $\frac{\pi D \omega}{30}$ и снова

до нуля (ω – частота вращения инструмента).

Основными условиями формирования винтообразных ствола скважины и керна при бурении являются наличие:

- технологического зазора между стенкой скважины и буровой компоновкой;
- поперечной силы, направленной от бурового инструмента в направлении стенки скважины.

Подобные условия при бурении возникают в случае достаточно резкого прогиба буровой компоновки, вызванного значительным повышением осевого усилия. В результате резко увеличивается поперечное дестабилизирующее усилие, вызванное неравномерным внедрением резцов в забой скважины.

В процессе бурения колонна бурильных труб получает деформацию продольно-поперечного изгиба с закручиванием в спираль, а породоразрушающий инструмент стремится располагаться в скважине с перекосом на угол γ_n , что вызывает неравномерность распределения контактной нагрузки по торцу бурового инструмента: максимальные наблюдаются со стороны изгиба компоновки, а минимальные на диаметрально противоположной стороне торца. Это обстоятельство и определяет неравномерность разрушения породы на забое и стенки скважины, и может вызывать нерегулярности в динамике инструмента, приводящие в частности к формированию винтообразных стволов скважин. При этом крайне важными являются особенности конструкции самих буровых породоразрушающих инструментов, некоторые из которых чрезвычайно склонны к формированию нецилиндрических в сечении стволов скважин. К таким инструментам следует отнести, прежде всего, инструменты с крупными резцами, такие как долота и буровые головки с резцами PDC.

Для анализа процесса формирования ствола скважины в изотропных породах породоразрушающим инструментом рассмотрим схему на рис. 3, а, полагая, что перекос последнего связан с плоским изгибом компоновки. Из схемы следует, что вследствие неравномерного нагружения торцевых породоразрушающих элементов и их неравного заглубления в породу инструмент динамически не уравновешен. В плоскости перекоса на торец инструмента со стороны забоя воздействует

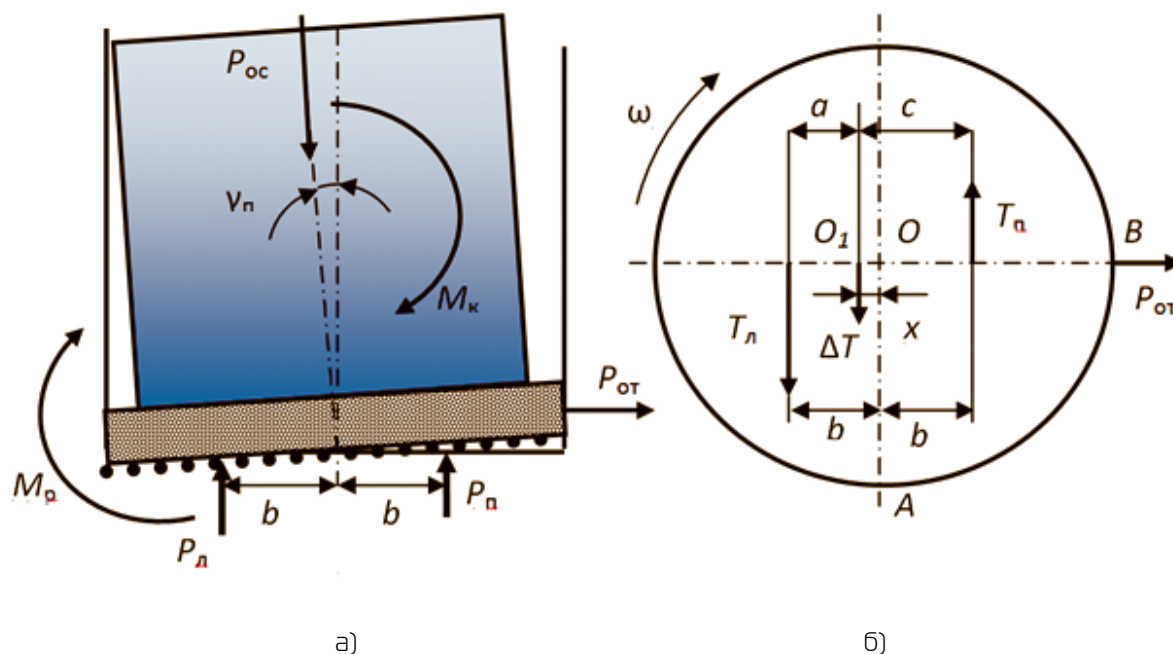


Рис. 3. Схемы для анализа процесса разрушения изотропной горной породы инструментом режуще-скалывающего типа, располагаемого на забое с перекосом.

реактивный момент M_p , вызванный изгибающим моментом M_k со стороны деформированной компоновки.

Полученная А.Е. Колесниковым, а позднее авторами работы [2, 3] формула не учитывает характера взаимодействия бурового инструмента с упруго-пластичным забоем, а также того фактора, что реактивный момент – результат действия упругих реакций забоя.

Представим реакцию забоя на перекошенный инструмент в виде двух равнодействующих P_L и P_P с точками приложения, совпадающими с центрами тяжести половин торца инструмента, полагая усредненность контактных напряжений под каждой из двух выделенных частей торца бурового инструмента.

Упругие реакции забоя определим из уравнений:

$$P_L = 0,5 (P_{oc} - F_{TL}) = 0,5 m p_{ш} S_L (1 - \operatorname{tg} \varphi);$$

$$P_P = 0,5 (P_{oc} - F_{TP}) = 0,5 m p_{ш} S_P (1 - \operatorname{tg} \varphi),$$

где P_{oc} – осевая нагрузка на инструмент, даН;
 F_{TL} , F_{TP} – силы внутреннего трения в породе под левой и правой половинами торца инструмента, даН;
 φ – угол внутреннего трения в деформируемой горной породе, град;

S_L , S_P – площадки смятия породы под породоразрушающими элементами левой и правой половин торца инструмента, м²;

$p_{ш}$ – твердость горной породы, Па;

m – число породоразрушающих элементов на торце инструмента.

Размеры площадок смятия для шарообразных резцов на левой и правой половинах торца бурового инструмента определим из выражений:

$$S_L = \pi \rho_L^2;$$

$$S_P = \pi \rho_P^2.$$

где ρ_L , ρ_P – средние значения радиусов пятен контакта резцов с породой на левой и правой половинах торца, м.

Значения ρ_L и ρ_P определяются из выражений:

$$\rho_L = \sqrt{[d_a h_L - (h_L)^2]};$$

$$\rho_P = \sqrt{[d_a h_P - (h_P)^2]}.$$

где d_a – диаметр резцов, м;

h_L , h_P – глубина внедрения резцов в породу для левой и правой половин торца, м.

Момент M_p , возникающий как реакция забоя на торцевую часть бурового инструмента, получившего перекося в результате прогиба компоновки, определится из формул:

$$\begin{aligned} M_p &= b (P_L - P_P) = 0,5 m b p_{ш} S_L (1 - \operatorname{tg} \varphi) (S_L - S_P) = \\ &= 0,5 m b p_{ш} S_L (1 - \operatorname{tg} \varphi) (S_L - S_P) [d_a (h_L - h_P) + (h_L)^2 - (h_P)^2], \end{aligned}$$

где b – расстояние от оси инструмента до точек приложения реакций забоя (центры тяжести половин торца), м.

При окончательном решении зависимости для M_p полагаем, что разность квадратов двух последних слагаемых мала и ею можно пренебречь. Поскольку угол перекося инструмента на забое определяется зависимостью

$$\gamma_n = \arcsin \frac{h_L - h_P}{2b},$$

можем записать окончательную формулу для расчета M_p с учетом выражений для расчета расстояний b – расстояний от центра торца инструмента до центров тяжести

половин торца инструмента:

$$M_p = 0,57 \cdot m \cdot p_{ш} \cdot d_a \cdot \eta_y (1 - \operatorname{tg} \varphi) \cdot \gamma_{п},$$

где η_y – показатель устойчивости, исходя из значений b , равный R_H^2 для долота (торцевая поверхность в виде круга) и $(R_H^2 + R_H \cdot r_{BH} + r_{BH}^2) / (R_H + r_{BH})^2$ – для коронки или буровой головки (торцевая поверхность в виде кольца);

R_H , r_{BH} – наружный и внутренний радиусы торца инструмента, м.

Анализ зависимостей для расчета параметра η_y , соответствующего геометрическим формам торца долота и буровых головок, показывает, что η_y при равном наружном диаметре будет выше для кольцеобразных торцов, т.е. для буровых головок. При этом параметр η_y выше для буровых головок с меньшей шириной рабочего кольца.

Структурно полученная зависимость включает три комплексных параметра:

- угол перекоса породоразрушающего инструмента на забое;

- показатель устойчивости породоразрушающего инструмента (квадрат расстояния от геометрического центра инструмента до центров тяжести половин его торца);

- жёсткость пары «инструмент-порода» (характеризует деформируемость горной породы при силовом контакте с торцом породоразрушающего инструмента).

Угол перекоса компоновки в скважине задает значение отклоняющей силы, реализующейся в направлении перекоса (рис. 3):

$$P_{от} = P_{ос} \sin \gamma_{п}.$$

Перекося породоразрушающего инструмента на забое и соответствующие перекосу различные значения глубин внедрения резцов в горную породу на забое скважины приводят к появлению поперечной дестабилизирующей равномерное вращение инструмента силы ΔT (рис. 3, б), которая определяет дисбаланс сил резания-скалывания резцами, расположенных на торце долота. Указанная сила существенно влияет на процесс формирования ствола скважины. Если обозначить сумму сил сопротивления резанию-скалыванию более нагруженными резцами T_L , а менее нагруженной части торца $T_{п}$ и направить их перпендикулярно плоскости перекоса инструмента, то разность этих сил даст значение ΔT :

$$\Delta T = 0,125 \cdot [\pi \cdot m \cdot d_a \cdot \sigma_{СК} \cdot (h_L - h_{п}) + 2 \cdot P_{ос} \cdot (\mu_L - \mu_{п})],$$

где $\sigma_{СК}$ – предел прочности породы на скалывание, МПа; μ_L , $\mu_{п}$ – коэффициенты трения резцов о породу под левой и правой частями торца инструмента.

Для окончательного решения используем зависимость определения для $\gamma_{п}$, приведенную выше, а также, допуская равенство коэффициентов трения μ_L и $\mu_{п}$.

После преобразования формула расчета ΔT получит вид:

$$\Delta T = 0,25 \cdot \pi \cdot m \cdot d_a \cdot \sigma_{СК} \cdot b \cdot \gamma_{п} = 0,3 \cdot m \cdot d_a \cdot \sigma_{СК} \cdot \sqrt{\eta_y} \cdot \gamma_{п}.$$

Для долота данная сила будет определяться по формуле:

$$\Delta T = 0,3 \cdot m \cdot d_a \cdot \sigma_{СК} \cdot R_H \cdot \gamma_{п},$$

а для коронки или буровой головки соответственно по формуле

$$\Delta T = 0,3 \cdot m \cdot d_a \cdot \sigma_{СК} \cdot [(R_H^2 + R_H \cdot r_{BH} + r_{BH}^2) / (R_H + r_{BH})] \cdot \gamma_{п}.$$

Точка O_1 приложения усилия ΔT (рис. 3) смещена от геометрического центра торца инструмента на расстояние x и является мгновенным центром вращения бурового инструмента, что обеспечивает воздействие последнего на стенку скважины и её фрезерование под действием дестабилизирующей силы ΔT .

Силовые факторы M_p , $P_{от}$ и ΔT , определяющие динамику работы бурового инструмента в скважине, непосредственно связаны с устойчивостью компоновки, выраженной в виде параметра $\gamma_{п}$ – угла перекоса бурового породоразрушающего инструмента на забое, вызванного прогибом буровой компоновки. В общем виде возможен следующий случай значения угла перекоса инструмента на забое при изгибе компоновки с шарнирным закреплением нижнего и жестким верхнего концов:

$$\gamma_{п} = 1,3 \cdot \pi \cdot n \cdot \frac{f_k}{l_k},$$

где f_k – радиальный зазор, м;

l_k – длина компоновки, м;

n – число полуволи изгиба буровой компоновки.

С учетом ряда технических и технологических факторов угол $\gamma_{п}$ перекоса вследствие деформации буровой компоновки будет равен [4]:

$$\gamma_{п} = 1,3 f_k \sqrt{\frac{P_{ос}}{EJ}}.$$

Из данной формулы следует, что угол $\gamma_{п}$ перекоса бурового инструмента пропорционален радиальному зазору f_k и возрастает при повышении осевого усилия $P_{ос}$ на инструмент и снижении жёсткости EJ буровой компоновки.

Значительный прогиб буровой компоновки генерирует рост дестабилизирующих поперечных сил со стороны забоя, что и создает условия для формирования некруглого поперечного сечения ствола скважины.

В качестве таких поперечных сил выступают $P_{от}$ и ΔT , которые геометрически суммируясь обеспечивают действие равнодействующей R :

$$R = \sqrt{(P_{от}^2 + \Delta T^2)}.$$

Результирующее усилие R вызывает прилегание инструмента боковой поверхностью к стенке скважины (рис. 3, б – интервал AB). Вид движения инструмента в этот момент задается соотношением внешних и внутренних сил, воздействующих на деформированную компоновку, участок колонны и породоразрушающий инструмент. Так, при достаточно высоком значении данного усилия, что возможно в случаях повышенной деформации компоновки, возрастании угла перекоса породоразрушающего инструмента на забое и значительном радиальном зазоре, появляются условия для гипотетического движения породоразрушающего инструмента с образованием винтовой формы ствола и керна.

Качение бурового инструмента в направлении Ω происходит под действием реактивного момента M_R , который равен:

$$M_R = F_p R_H,$$

где F_p – реакция породы на работу боковых резцов долота по резанию-скалыванию (рис. 2), даН.

В соответствии с работой [6] усилие резания-скалывания породы резцом PDC, применительно к исследуемой задаче, можно определить по следующей формуле:

$$F_p = \frac{\sigma_{ск} \cdot \pi \cdot N \cdot \sqrt{d \cdot h} \cdot h \cdot (1 + \operatorname{tg} \varphi)}{\sin \gamma_{ск}} + f \cdot R,$$

где $\sigma_{ск}$ – предел прочности горной породы на скалывание, МПа,

N – число боковых резцов, контактирующих с горной породой;

d – диаметр резцов PDC, м;

f – коэффициент трения долота о породу.

Таким образом, можно сделать вывод о влиянии глубины внедрения боковых резцов долота в породу, их размеров на величину усилия резания-скалывания. В данном случае очевидна высокая степень влияния размеров резцов и глубины их внедрения в породу. Так зависимость данного усилия от глубины внедрения резца в породу оценивается в степени $3/2$, а размера резцов в степени $1/2$. При этом очевидна взаимосвязь данных параметров, а также зависимость от прочности $\sigma_{ск}$ горной породы количества N резцов на боковой поверхности долота в конечном счете не повышают, а ограничивают усилие F_p резания-скалывания, поскольку снижается прежде всего глубина внедрения резцов в породу по мере роста их числа. При этом важно отметить, что первое слагаемое в формуле для расчета F_p существенно меньше второго слагаемого, т.е. основная доля данного усилия приходится на силу трения резцов долота о породу. Поэтому для снижения способности долота к

гипоциклическому движению при бурении справедливо будет увеличивать число боковых резцов долота, например, за счет удлиненной калибрующей части.

Выводы

1. Полученные аналитические зависимости показывают, что основным условием для образования винтообразного ствола скважины является поперечная деформация буровой компоновки в случае её недостаточной устойчивости или чрезмерно высокой осевой нагрузки, что приводит к перекосу долота на забое.

2. Буровое долото, склонное к образованию винтообразных стволов, имеет более крупное резцовое вооружение на боковой калибрующей поверхности и на торце при их минимальном числе. При этом буровые долота более склонны к формированию винтообразных стволов скважин в отличие от буровых головок, которые в свою очередь будут иметь более высокую склонность к формированию винтообразных стволов при увеличенной ширине рабочего кольца торца.

3. Причинами высокой склонности к формированию винтообразных стволов буровых инструментов для бурения без отбора керна являются более высокая осевая нагрузка на инструмент при бурении, что соответственно приводит к увеличению угла $\gamma_{п}$ перекоса долота на забое и соответственно к повышению $P_{от}$ и ΔT , а также более высокое значение η_y – показателя устойчивости инструмента на забое.

4. Для исключения образования винтообразных форм ствола скважины и сохранения ресурса бурового инструмента на номинальном уровне могут рекомендоваться, прежде всего, строгое центрирование КНБК в скважине и ограничения величины осевого усилия на инструмент, а также применение долот с увеличенной калибрующей частью, оснащенной большим числом боковых резцов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Калинин А.Г. Искривление скважин. – М.: Недра, 1974. – 294 с.
2. Колесников А.Е. Механизм искривления скважин. – М.: МГРИ, 1983. – 48 с. – Деп. В ЦНИИЭИцветмет 01.11.83, №1080 цм – Д83.
3. Лиманов Е.Л., Страбыкин И.Н., Елизаров М.И. Направленное бурение разведочных скважин. – М.: Недра, 1978. – 222 с.
4. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии: Учебник. – 2-е изд. – Красноярск: Инфра-М, 2015. – 336 с.
5. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин: Учебное пособие. – Красноярск: Инфра-М, 2015. – 237 с.
6. Нескоромных В.В., Борисов К.И. Аналитическое исследование процесса резания-скалывания горной породы резцами PDC. – Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – №3. – с. 5-8.
7. Яремийчук Р.С., Семак Г.Г. Обеспечение надежности и качества стволов глубоких скважин. – М.: Недра, 1982. – 259 с.

REFERENCES

1. Kalinin A.G. The well curvature. – M.: Nedra, 1974. – 294 p.
2. Kolesnikov A.E. The mechanism of well deviation. – M.: MGRI, 1983. – 48 p. – deposited in CNIIJeIcvetmet 01.11.83, #1080 cm – D83.
3. Limanov E.L., Strabykin I.N., Elizarov M.I. Directional drilling exploratory wells. – M.: Nedra, 1978. – 222 p.
4. Neskornnyh V.V. Directional drilling and the basics of core measuring. College textbook – second edition. – Krasnoyarsk: Infra-M, 2015. – 336 p.
5. Neskornnyh V.V. The destruction of rocks while drilling. Teaching guide. – Krasnoyarsk: Infra-M, 2015. – 237 p.
6. Neskornnyh V.V., Borisov K.I. Analytical study of cutting process-shear rock PDC cutters. – Petroleum engineering – M.: LLC "IDS Drilling", 2015, – #3. – p. 5-8.
7. Jaremijchuk R.S., Semak G.G. Ensuring reliability and quality of the shafts of deep wells. M.: Nedra, 1982. – 259 p.

УДК 622.24.05: 621.317.3

Частотные искажения при изменении градиента крутящего момента вариационной структуры

¹Б.А. Перминов – канд. техн. наук, доцент;

²В.Б. Перминов – канд. техн. наук, нач. отдела;

³Х. Ягубов – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;

⁴Э.З. Ягубов – доктор техн. наук, профессор, проректор;

⁵И.А. Дементьев – ассистент;

⁶Е.В. Тетеревлёва – ст. преподаватель

(Ухтинский государственный технический университет;

⁷ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

Структурно вариационный метод измерения градиента крутящего момента определяется двумя отдельными каналами измерения с дифференцирующими свойствами. В этой связи возникает необходимость согласования частотных спектров этих каналов измерения, так как при несовпадении частотных диапазонов возникает частотная несовместимость и невозможность проведения измерений при этом.

Поступающие на вход каналов измерения сигналы с датчиков угловой скорости и мощности двигателя привода, как правило, имеют широкий частный спектр. Поэтому необходимо согласование частотных диапазонов каналов измерения с использованием параметров настройки.

Технологический процесс бурения скважины сопровождается существенным влиянием на этот процесс случайных факторов: непредсказуемое воздействие диссипативных сил, воздействующих на бурильную колонну, изменение геологической структуры разбуриваемой породы, изменение состава и давления бурового раствора и т.д. Вся эта совокупность переменных факторов приводит к детерминированным изменениям динамики бурильной колонны [7, 9]. А, так как бурильная колонна является нагрузкой некоторого привода буровой установки, то непредсказуемое поведение этой нагрузки приведёт к случайному характеру изменения мощности и угловой скорости на валу привода [10, 11]. Следовательно, при изменении крутящего момента и его динамических составляющих необходим учёт случайных факторов, воздействующих на бурильную колонну в процессе бурения. Влияние этих случайных факторов может быть представлено в виде низкочастотного белого шума [8]. Поэтому возникает задача оценки частотных свойств каналов измерения и их совокупности в вариационной структуре в процессе измерения [1] с целью возможности подавления случайных воздействий на результат измерения и выделения непосредственных параметров измерения.

Как известно [3], точностные характеристики вариационного измерителя крутящего момента определяются двумя его особенностями:

- свойствами дифференцирования входного сигнала по обоим каналам измерения мощности и угловой скорости;

- использованием косвенного метода измерения, когда результат измерения получают с помощью функциональной зависимости измеренных величин [2].

Это предопределяет малую погрешность измерения, но приводит к необходимости тщательного анализа динамической совместимости работы каналов измерения [4]. Так как каналы измерения представляют собой встречное включение инерционных апериодических звеньев (рисунок 1), то передаточная функция каналов определится выражением [5]:

$$W_N(p) = \frac{k_1}{T_1 p + 1} - \frac{k_2}{T_2 p + 1} = \frac{k' \cdot p \cdot (T_2 - T_1)}{T_1 \cdot T_2 \cdot p^2 + (T_2 + T_1) \cdot p + 1}, \quad (1)$$

где $k_1 = k_2 = k'$ – статический коэффициент передачи канала измерения мощности;

T_1, T_2 – постоянные времени апериодических звеньев; $W_N(p)$ – передаточная функция канала измерения мощности;

p – оператор Лапласа.

Канал измерения угловой скорости вала привода выполнен по аналогичной вариационной структуре, и, следовательно, его передаточная функция равна:

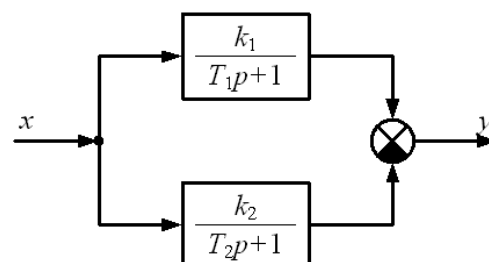


Рис. 1. Встречно-параллельное включение двух инерционных звеньев.

$$W_{\omega}(p) = \frac{k'' \cdot p \cdot (T_4 - T_3)}{T_3 \cdot T_4 \cdot p^2 + (T_4 + T_3) \cdot p + 1}, \quad (2)$$

где $k'' = k_3 = k_4$ – статический коэффициент передачи канала измерения угловой скорости;
 T_3, T_4 – постоянные времени аperiodических звеньев вариационной структуры измерения угловой скорости.

Решение передаточной функции, например (1), относительно функции оригинала $f(t)$ определяет переходную функцию вариационной структуры [5]:

$$h_N(t) = k' \cdot \left(e^{\frac{t}{T_1}} - e^{\frac{t}{T_2}} \right). \quad (3)$$

Максимум переходной функции (3) можно найти путём дифференцирования:

$$h_N'(t)_{\max} = k' \cdot \left(\frac{1}{T_1} \cdot e^{\frac{t}{T_1}} - \frac{1}{T_2} \cdot e^{\frac{t}{T_2}} \right). \quad (4)$$

Отсюда можно найти интервал времени, соответствующий максимуму переходной функции $h_N'(t)$:

$$t_{\max} = \ln \frac{T_1}{T_2} \cdot \frac{T_1 \cdot T_2}{T_1 - T_2}. \quad (5)$$

Точка максимума соответствует неравенству $T_1 > T_2$, а точка минимума – $T_1 < T_2$, т.е. $h(t)$ следует рассматривать как $|h(t)|$ для определения расхождения функции в разные моменты времени.

Схема является симметричной, а, следовательно, можно говорить о конкретном соотношении и исследовать задачу о максимуме:

$$h_{\max_N} = k' \cdot \left(e^{\frac{T_1}{T_1 - T_2} \ln \frac{T_1}{T_2}} - e^{\frac{T_2}{T_1 - T_2} \ln \frac{T_1}{T_2}} \right) = k' \cdot \left(e^{\frac{m}{1-m} \ln m} - e^{\frac{1}{1-m} \ln m} \right). \quad (6)$$

Выражение (6) можно свести к виду:

$$h_{\max_N} = k' \cdot \left(m \cdot \frac{m}{1-m} - m \cdot \frac{1}{1-m} \right). \quad (7)$$

Канал измерения угловой скорости имеет аналогичную структуру. Тогда, при соотношении $n = \frac{T_3}{T_4} > 1$, получим:

$$h_{\max_{\omega}} = k'' \cdot \left(n \cdot \frac{n}{1-n} - n \cdot \frac{1}{1-n} \right). \quad (8)$$

Структура всего измерителя приведена на рисунке 2.

Для данной структуры общая передаточная функция запишется в виде:

$$V(p) = \frac{W_N(p)}{W_{\omega}(p)} = \frac{\frac{k' \cdot p \cdot (T_2 - T_1)}{T_1 \cdot T_2 \cdot p^2 + (T_2 + T_1) \cdot p + 1}}{\frac{k'' \cdot p \cdot (T_4 - T_3)}{T_3 \cdot T_4 \cdot p^2 + (T_4 + T_3) \cdot p + 1}} =$$

$$= X \cdot \frac{\tau_1^2 \cdot p^2 + 2 \cdot q \cdot \tau_1 \cdot p + 1}{\tau_2^2 \cdot p^2 + 2 \cdot s \cdot \tau_2 \cdot p + 1} \quad (9)$$

где $\frac{k'}{k''} = K$;

$$\frac{T_2}{T_4} = \varepsilon;$$

$$\frac{T_1}{T_2} = m;$$

$$\frac{T_3}{T_4} = n;$$

$$\tau_1^2 = T_3 \cdot T_4;$$

$$\tau_2^2 = T_1 \cdot T_2;$$

$$T_4 + T_3 = 2 \cdot q \cdot \tau_1;$$

$$T_2 + T_1 = 2 \cdot s \cdot \tau_2;$$

$$K \cdot \varepsilon \cdot \frac{(1-m)}{(1-n)} = X.$$

По полученной передаточной функции измерителя крутящего момента можно получить частотную функцию путём использования преобразования Фурье:

$$F(j \cdot \omega) = X \cdot \left(\frac{\tau_1^2 \cdot \tau_2^2 \cdot \omega^4 + 4 \cdot q \cdot s \cdot \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \omega^2 - \tau_2^2 \cdot \omega^2 - \tau_1^2 \cdot \omega^2 + 1}{\tau_2^4 \cdot \omega^4 + 2 \cdot \tau_2^2 \cdot \omega^2 \cdot (2 \cdot s^2 - 1) + 1} + j \cdot \frac{2 \cdot s \cdot \tau_2 \cdot \tau_1^2 \cdot \omega^3 - 2 \cdot q \cdot \tau_1 \cdot \tau_2^2 \cdot \omega^3 + 2 \cdot q \cdot \tau_1 \cdot \omega - 2 \cdot s \cdot \tau_2 \cdot \omega}{\tau_2^4 \cdot \omega^4 + 2 \cdot \tau_2^2 \cdot \omega^2 \cdot (2 \cdot s^2 - 1) + 1} \right). \quad (10)$$

Из частотной функции выделяем вещественную и мнимую части:

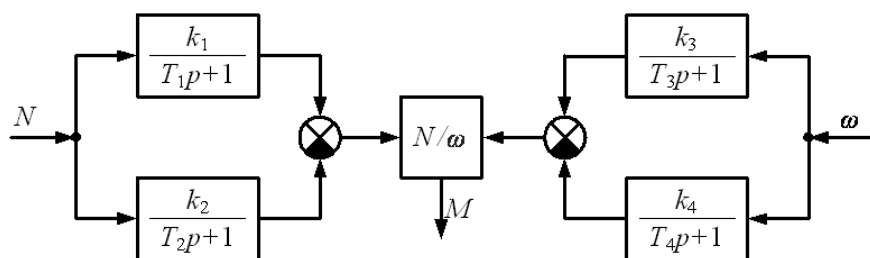


Рис. 2. Вариационная структура измерения крутящего момента.

$$\operatorname{Re}(\omega) = X \cdot \frac{\tau_1^2 \cdot \tau_2^2 \cdot \omega^4 + 4 \cdot q \cdot s \cdot \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \omega^2 - \tau_1^2 \cdot \omega^2 - \tau_2^2 \cdot \omega^2 + 1}{\tau_2^4 \cdot \omega^4 + 2 \cdot \tau_2^2 \cdot \omega^2 \cdot (2 \cdot s^2 - 1) + 1}; \quad (11)$$

$$\operatorname{Im}(\omega) = X \cdot \frac{2 \cdot s \cdot \tau_2 \cdot \tau_1^2 \cdot \omega^3 - 2 \cdot q \cdot \tau_1 \cdot \tau_2^2 \cdot \omega^3 + 2 \cdot q \cdot \tau_1 \cdot \omega - 2 \cdot s \cdot \tau_2 \cdot \omega}{\tau_2^4 \cdot \omega^4 + 2 \cdot \tau_2^2 \cdot \omega^2 \cdot (2 \cdot s^2 - 1) + 1}. \quad (12)$$

По известным соотношениям [2] определим основные частотные характеристики вариационной структуры измерения крутящего момента.

Амплитудно-частотная характеристика:

$$A(\omega) = \sqrt{\operatorname{Re}^2(\omega) + \operatorname{Im}^2(\omega)}. \quad (13)$$

Фазо-частотная характеристика:

$$\varphi(\omega) = \arctg \frac{\operatorname{Im}(\omega)}{\operatorname{Re}(\omega)}. \quad (14)$$

Амплитудно-фазо-частотная характеристика:

$$F(j \cdot \omega) = \operatorname{Re}(\omega) + j \cdot \operatorname{Im}(\omega) = A(\omega) \cdot e^{j \cdot \varphi(\omega)}. \quad (15)$$

Построение частотных характеристик произведено с использованием программы Microsoft Excel. Значения коэффициентов, соответствующие цвету кривых, приведены в таблице 1.

На рисунке 3 представлены амплитудно-частотные характеристики вариационной структуры при различных соотношениях

$$\frac{T_1}{T_2} = m \quad \text{и} \quad \frac{T_3}{T_4} = n.$$

Из анализа амплитудно-частотной характеристики можно сделать следующие выводы.

Начальный участок характеристики определяется подавлением низкочастотного шума до верхних частот, которые могут быть заданы значениями постоянных времени каналов измерения T_1 , T_2 , T_3 и T_4 .

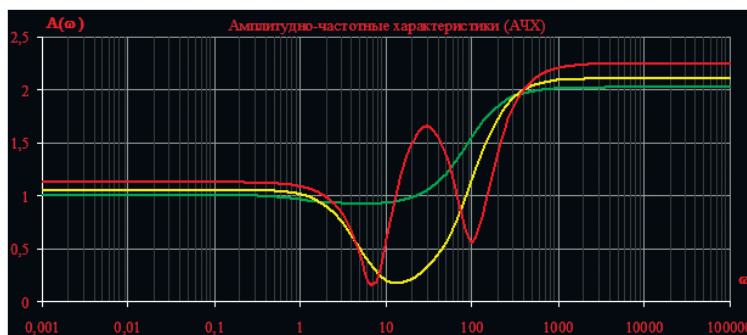


Рис. 3. Амплитудно-частотные характеристики (АЧХ).

Таблица 1. К построению частотных характеристик.

Параметры звеньев			
k_1	1,000	1,000	1,000
T_1	0,010	0,010	0,010
T_2	1,000	0,200	0,100
k_2	1,000	1,000	1,000
T_3	0,020	0,020	0,020
T_4	1,000	0,200	0,100
Расчёты коэффициентов			
$K = k_1 / k_2$	1,000	1,000	1,000
$\varepsilon = T_2 / T_4$	1,000	1,000	1,000
$m = T_1 / T_2$	0,010	0,050	0,100
$n = T_3 / T_4$	0,020	0,100	0,200
t_1	0,141	0,063	0,045
t_2	0,100	0,045	0,032
q	3,606	1,739	1,342
s	5,050	2,348	1,739
X	1,010	1,056	1,125

Таблица 1 (окончание). К построению частотных характеристик.

Расчёт характеристик													
lg(ω)	ω	Re ₁ (ω)	Im ₁ (ω)	A ₁ (ω)	φ_1 (ω)	Re ₂ (ω)	Im ₂ (ω)	A ₂ (ω)	φ_2 (ω)	Re ₃ (ω)	Im ₃ (ω)	A ₃ (ω)	φ_3 (ω)
-3,000	0,001	1,010	0,000	1,010	0,001	1,056	0,000	1,056	0,001	1,125	0,000	1,125	0,001
-2,500	0,003	1,010	0,000	1,010	0,002	1,056	0,000	1,056	0,002	1,125	0,000	1,125	0,002
-2,000	0,010	1,010	0,000	1,010	0,006	1,056	0,000	1,056	0,006	1,125	0,000	1,125	0,006
-1,500	0,032	1,010	0,000	1,010	0,018	1,056	0,000	1,056	0,018	1,125	0,000	1,125	0,018
-1,000	0,100	1,009	0,001	1,009	0,057	1,055	0,001	1,055	0,057	1,125	0,001	1,125	0,057
-0,500	0,316	1,002	0,003	1,002	0,183	1,051	0,003	1,051	0,182	1,122	0,004	1,122	0,182
0,000	1,000	0,965	0,010	0,965	0,600	1,012	0,011	1,012	0,597	1,091	0,011	1,091	0,591
0,500	3,162	0,929	0,032	0,929	1,968	0,735	0,033	0,736	2,598	0,813	0,036	0,814	2,502
1,000	10,000	0,931	0,100	0,936	6,131	0,173	0,105	0,202	31,130	-0,569	0,111	0,580	-11,070
1,500	31,623	1,019	0,290	1,060	15,900	0,152	0,303	0,339	63,449	-1,620	0,323	1,652	-11,291
2,000	100,000	1,470	0,505	1,554	18,965	1,021	0,528	1,149	27,334	-0,018	0,563	0,563	-88,170
2,500	316,228	1,920	0,290	1,942	8,600	1,913	0,303	1,937	9,015	1,835	0,323	1,863	9,996
3,000	1000,000	2,010	0,100	2,012	2,849	2,089	0,105	2,092	2,863	2,205	0,111	2,208	2,892
3,500	3162,278	2,019	0,032	2,020	0,905	2,109	0,033	2,109	0,906	2,245	0,036	2,246	0,907
4,000	10000,000	2,020	0,010	2,020	0,286	2,111	0,011	2,111	0,286	2,250	0,011	2,250	0,287
4,500	31622,777	2,020	0,003	2,020	0,091	2,111	0,003	2,111	0,091	2,250	0,004	2,250	0,091
5,000	100000,000	2,020	0,001	2,020	0,029	2,111	0,001	2,111	0,029	2,250	0,001	2,250	0,029

Нижнее пороговое значение частоты входного воздействия согласно основным положениям теории информации определяется отношением амплитуды полезного сигнала к шуму [6] и может быть определено по амплитудно-частотной характеристике. Согласно АЧХ в низкочастотной области характеристики до граничной частоты происходит интенсивное подавление низкочастотных помех. С достижением граничной частоты и дальнейшим повышением частоты сигнала за счёт дифференцирующих свойств каналов измерения поднимается уровень выходного сигнала в связи с ростом коэффициента передачи измерителя. При этом следует отметить, что чем больше соотношение m и n , тем плавнее получается переход характеристики от нижней пороговой частоты до рабочего диапазона частот. Это объясняет изменением чувствительности вариационной структуры при изменениях отношения постоянных времени $\frac{T_1}{T_2} = m$ (рисунок 4).

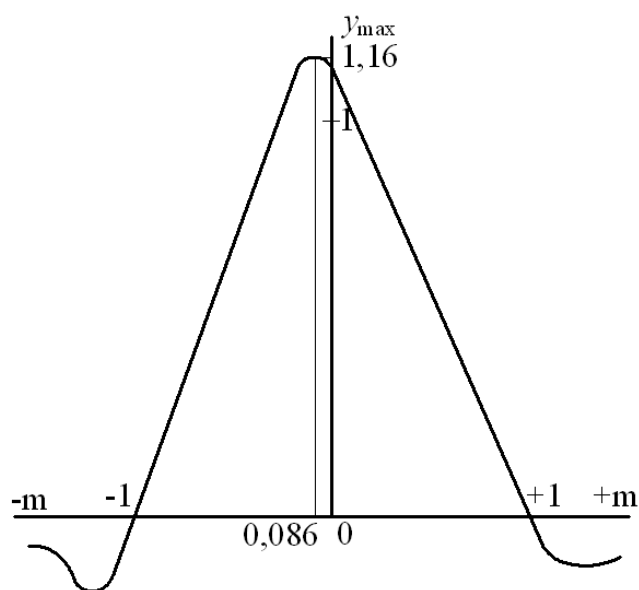


Рис. 4. Кривая максимума переходного процесса (от m).

На рисунке 5 приведена фазо-частотная характеристика измерителя градиента крутящего момента. На ней, при переходе от нижней граничной частоты до рабочего диапазона частот, фаза выходного сигнала получает дополнительный сдвиг на угол π . Это свойство измерителя необходимо учитывать при построении регуляторов управления процессом бурения с целью исключения появления положительных обратных связей. При этом, более плавный поворот фазы выходного сигнала определяется с увеличением коэффициентов соотношения m и n .

Семейство амплитудно-фазо-частотных характеристик, представленное на рисунке 6, наглядно иллюстрирует, что раствор характеристики, согласно графику, полностью определяется чувствительностью вариационной структуры, т.е., в итоге, коэффициентами отношений постоянных времени m и n . С уменьшением этих соотношений чувствительность каналов измерителя возрастает, и раствор характеристики увеличивается. Семейство кривых чётко подтверждает гипотезу об общем фазном сдвиге выходного сигнала на угол $+180^\circ$.

Для устойчивой работы измерителя, на базе проведённых исследований, требуется дополнительное согласование каналов измерения по частотным свойствам [6] для целей успешного его применения в системах оптимизации процесса бурения [7, 8].

$$T_1 \gg T_3; T_2 \gg T_4; T_1 \approx T_2; T_3 \approx T_4$$

На рисунке 7 приведена осциллограмма выходного сигнала измерителя градиента крутящего момента, выполненного по модели вариативных структур при отсутствии частотного согласования каналов измерения мощности и угловой скорости вращения буровой колонны, т.е. при условии $T_1 \neq T_3$ и $T_2 \neq T_4$. Испытания измерительной вариационной структуры проводились на опытной скважине фирмы «Элтех» г. Усинска, Республика Коми [4].

Канал измерения мощности, с целью подавления низкочастотного белого шума, настраивался в диапазоне верхних частот, а канал измерения угловой скорости работал в диапазоне $0,5 \div 10 \text{ с}^{-1}$. Подобное частотное рассогласование определило существенную разницу в длительности дифференцирующих импульсов каналов измерения, т.е. $\tau_{u\omega} \gg \tau_{uN}$, где $\tau_{u\omega}$ — длительность дифференцирующих импульсов канала измерения угловой скорости, а τ_{uN} — длительность дифференцирующих импульсов канала измерения мощности.

Данное несоответствие определило также неравенство постоянных времени: $T_1 \ll T_3$ и $T_2 \ll T_4$. На осциллограмме чётко прослеживается возникновение коротких импульсов канала измерения мощности на фоне медленно меняющихся импульсов канала измерения угловой скорости.

Следовательно, частотное согласование каналов измерителя градиента крутящего момента является одним из неперемных условий согласования его работы.

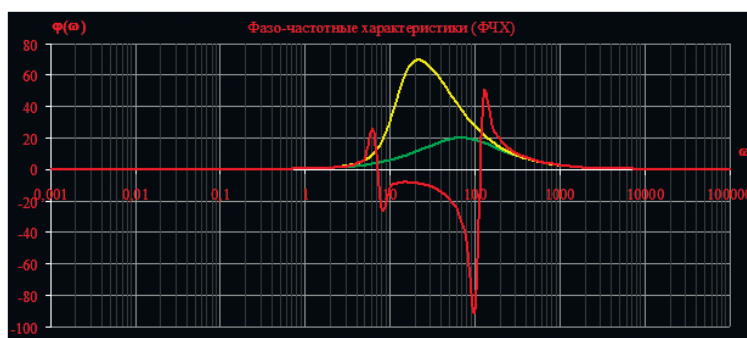


Рис. 5. Фазо-частотные характеристики (ФЧХ).

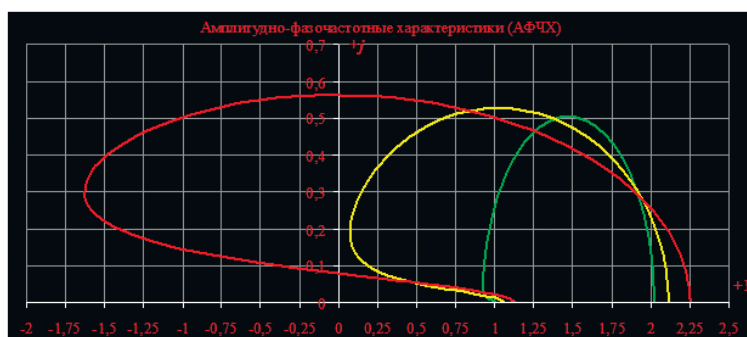


Рис. 6. Амплитудно-фазо-частотные характеристики (АФЧХ).



Рис. 7. Осциллограмма приращения крутящего момента при осевой нагрузке 120 кН.

$$T_1 \approx T_3; T_2 \approx T_4; T_1 < T_2; T_3 < T_4$$

На рисунке 8 приведена осциллограмма при согласовании параметров настройки, когда $T_1 \approx T_3$ и $T_2 \approx T_4$. На осциллограмме чётко отслеживается изменение градиента крутящего момента, соответствующее автоколебаниям буровой колонны. Эти свойства полностью подтверждаются частотными характеристиками вариационной структуры.



Рис. 8. Осциллограмма приращения крутящего момента при осевой нагрузке 12 кН.

Выводы

1. Для получения достоверных значений отслеживания динамических характеристик крутящего момента с использованием вариативной системы измерения необходимо согласование канала измерения мощности двигателя и канала измерения угловой скорости вращения буровой колонны по частотным свойствам, при котором постоянные времени инерционных звеньев попарно приближаются по своим значениям друг к другу, т.е. $T_1 \approx T_3$ и $T_2 \approx T_4$.

2. С увеличением чувствительности каналов измерения (уменьшением коэффициентов отношения постоянных времени инерционных звеньев m и n) увеличивается раствор амплитудно-фазо-частотной характеристики, т.е. возрастает её модуль, но с изменением частоты его

изменение неравномерно и характеризуется как отрицательными значениями затухания, так и положительными всплесками. Неравномерность АЧХ в рабочем диапазоне частот существенно снижает возможности применения измерителя. Однако этот недостаток может быть устранён путём изменения коэффициентов отношения m и n .

3. При высокой чувствительности каналов измерения происходит знакопеременное изменение фазы выходного сигнала, что может ограничить использование измерителя в системах управления бурением, но меняя коэффициенты отношения m и n можно устранить и этот недостаток.

4. Нижняя пороговая частота диапазона измерения определяется постоянными времени T_1, T_2, T_3 и T_4 . Этими же значениями определяется и частотный диапазон подъёма модуля частотных характеристик.

5. Чем больше разность постоянных времени T_1 и T_2, T_3 и T_4 , тем больше частотный диапазон подъёма характеристик.

Следовательно, для оптимизации измерения эту разность необходимо уменьшить, но это приводит к противоречию требованиям чувствительности.

6. Оптимальными параметрами настройки измерителя, с помощью которых могут быть заданы любые частотные свойства, применительно к системе управления процессом бурения [8] являются коэффициенты отношения m и n , постоянные времени T_1, T_2, T_3, T_4 , и коэффициенты k' и k'' передачи каналов.

7. Общий коэффициент передачи измерителя в целом определяется отношением коэффициентов $\frac{k'}{k''} = K$, следовательно, для увеличения коэффициента передачи необходимо соблюдение неравенства $k' \gg k''$.

ЛИТЕРАТУРА

1. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Дифференциальная (вариационная) структура измерителя крутящего момента на валу электродвигателя буровых установок. - Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2011. - №2. - с. 33-35.

2. Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Косвенный метод измерения крутящего момента. - Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. - М: Научтехлитиздат, 2011. - №7. - с. 46-48.

3. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Оценка точности характеристик дифференциальной (вариационной) структуры измерителя крутящего момента на валу силового привода буровых установок. - Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. - №7. - с. 14-16.

4. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А., Перминов В.Б. Способ измерения параметров бурения с использованием вариационной структуры. - Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2014. - №3. - с. 27-29.

5. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х. Анализ вариационной структуры динамического измерителя градиента крутящего момента. - Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. - №8. - с. 15-17.

6. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х. Согласование инерционных свойств вариационной структуры динамического измерителя градиента крутящего момента с системой управления бурением. - Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. - №9. - с. 10-14.

7. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А., Перминов В.Б. Возможности использования динамических составляющих параметров крутящего момента для управления процессом углубления скважины. - Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2014. - №3. - с. 20-23.

8. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Оптимизация управления процессом углубления скважины. - Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. - №10. - с. 17-21.

REFERENCES

1. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B. A. Differential (calculus) structure of torque meter on the motor shaft drilling rigs. - Petroleum engineering. - M.: LLC "IDS Drilling", 2011. - #2. - 33-35 p.
2. Zaikin S.F., Perminov B.A. Indirect method of measuring torque. - Devices and systems. Management, control, diagnostics. - M.: Nauchtekhizdat, 2011. - #7. - p. 46-48.
3. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B. Accuracy evaluation of the differential characteristics of (variational) structure of measuring torque on a shaft power drive drilling rigs. - Construction of oil and gas wells on land and at sea. - M.: JSC "VNIOENG", 2011. - #7. - p. 14-16.
4. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B. A., Perminov V.B. Method of measurement of drilling parameters using a variational structure. - Petroleum engineering. - M.: LLC "IDS Drilling", 2014. - #3. - p. 27-29.
5. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H. The analysis of the variational patterns of dynamic measuring the gradient of torque. - Construction of oil and gas wells on land and at sea. - M.: LSC "VNIOENG", 2015. - #8. - p. 15-17.
6. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H. The inertial properties of the variational structure of dynamic measuring the gradient of the torque and drilling control system. - Construction of oil and gas wells on land and at sea. - M.: JSC "VNIOENG", 2015. - #9. - p. 10-14.
7. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A., Perminov V.B. The possibility of using dynamic components of the torque profiles to control the process of deepening wells. - Petroleum engineering. - M.: LLC "IDS drilling", 2014. - #3. - p. 20-23.
8. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A. Optimization of the process of deepening wells. - Construction of oil and gas wells on land and at sea. - M.: LSC "VNIOENG", 2012. - #10. - p. 17-21.

УДК 622.242

Автоматизация СПО – реальная перспектива облегчения и повышения безопасности труда в геологоразведочном бурении

Л.А. Лачинян – доктор техн. наук, профессор
(ОАО «Завод бурового оборудования»)

В геологоразведочных организациях первое место по травматизму принадлежит помощнику бурильщика (помбуру). Их численность от общей среди работников геологоразведочных организаций составляет 6,4%, а «вклад» в травматизм со смертельным исходом достигает 40% [1].

Основные риски травмирования помбура связаны с выполнением машинно-ручных и ручных операций во время спуска и подъема бурильной колонны и её наращивания. Главная причина травм – это несовершенства спускоподъемного инструмента и неизбежность случаев нарушения согласованности действий с бурильщиком, в особенности при отсутствии достаточных навыков [2]. Буровая бригада, работая на открытом воздухе, подвергается переохлаждениям, обморожениям, а в последние годы и перегревам, особенно невыносимым при больших и длительных физических нагрузках во время выполнения

спуско-подъемных операций (СПО). «Проблема создания на буровой искусственного микроклимата осложняется невозможностью сооружения замкнутых пространств в местах работы бурильщика и его помощников» [3].

Применение буровых установок с подвижным вращателем в геологоразведочном бурении позволило существенно сократить затраты времени и труда на вспомогательные операции, обусловленные типом вращателя. Это касается удобства освобождения устья скважины, наращивания бурового снаряда без отрыва от забоя, возможности увеличения хода подачи, спуска до забоя и подъема снаряда с вращением с любого интервала ствола скважины. В сравнении со шпиндельным и роторным вращателем время, трудозатраты и риск травматизма при выполнении этих операций сокращаются до 5 раз [4].

Однако этого недостаточно, чтобы существенно улучшить условия труда. Широкое распространение способа бурения

со съёмным керноприёмником, позволяющего сократить объём СПО с бурильной колонной, привело, с одной стороны, к повышению мобильности самоходных буровых установок за счет укорочения буровой мачты и свечи. С другой стороны – к росту объёма ручного труда в связи с увеличением количества свечей, манипуляций с ними при работе «на вынос» и соответственно травматизма, что особенно проявляется на поисковом и разведочном бурении в отдалённых труднодоступных районах, отличающихся экстремальными климатическими условиями.

Таким образом, актуальность проблемы безопасности труда обслуживающего персонала буровых установок, существенно возросла.

К сожалению, одновременно, в результате применения съёмного керноприёмника интерес к этой проблеме резко упал, хотя при более подробном рассмотрении такое отношение к ней оказывается глубоко ошибочным.

Действительно, при наличии алмазной коронки с ресурсом, превышающим глубину скважины квалифицированной буровой бригаде для бурения скважины, например, глубиной 1000 м абсолютно надёжным комплексом WL с полным отбором керна, в идеале, потребуется не более одного рейса бурильной колонны длиной 1000 м и 328 рейсов керноприёмника при полезной его длине 3,05 м. При традиционном колонковом бурении средняя статистическая длина рейса колонны составляет 5,5 м [5]. При этом число рейсов на 1000 м проходки в 182 раза больше, чем при бурении со съёмным керноприёмником в идеальных условиях.

Однако фактически средняя статистическая наработка бурильной колонны между её спуско-подъёмами при бурении комплексом WL равна не 1000 м, а 37,5 м, что обусловлено вынужденным прекращением рейса не только в связи с заменой изношенной коронки. Это происходит и по причине её преждевременного разрушения, расклинивания съёмного керноприёмника в бурильной колонне, неполного подъёма керна, обрыва каната лебедки, обрыва бурильной колонны и нередко ликвидации связанной с ним аварии [5].

В результате, при бурении скважины глубиной 1000 м комплексом WL в среднем производится не один рейс СПО, а 27. Кроме того, при полезной длине керноприёмника 3,05 м средняя статистическая проходка его за рейс составляет 2,5 м и, следовательно, на 1000 м приходится 400 рейсов керноприёмника, а не 328, как это могло быть в идеале [5].

В то же время при бурении аналогичной по глубине скважины традиционным колонковым способом, где применяются бурильные свечи длиной 18,6 м, общее число их составляет 54 шт., а суммарное число спущенных и поднятых свечей за время бурения скважины равно 9830 шт.

При бурении комплексом WL суммарное число спущенных и поднятых за время бурения скважины свечей составит 4500 шт., т.е. уменьшение трудозатрат на СПО общего количества свечей за время бурения скважины фактически оказывается не в 182, а только в 2 раза меньше. В то же время физическая нагрузка на помбур существенно возрастает. Если 18-ти метровая свеча устанавливается вертикально непосредственно у устья скважины, то 6-ти метровая свеча массой около 50-ти кг выносится помбуром за пределы буровой площадки и укладывается вручную горизонтально на стеллаж. Таким образом, очевидно, что с внедрением комплексов WL проблема повышения безопасности и комфортности труда

при СПО не менее актуальна, чем для традиционного колонкового способа бурения.

В течение 1960-70-х годов ряд зарубежных фирм (Райхдрилл, Хайкалог, Джой) стали выпускать самоходные автоматизированные буровые установки, для колонкового бурения, взрывных скважин и бурения на воду. Они были оснащены штангоукладчиками, механизмирующими процесс выведения бурильной трубы из горизонтального положения в вертикальное с установкой её на ось скважины для свинчивания с бурильной колонной. Однако, эти элементы механизации не прижились в буровых установках поскольку на операцию соединения одной трубы с бурильной колонной затрачивалось 2-2,5 мин., что в 5-6 раз превышало затраты на выполнение этой же операции вручную [6].

Примерно, в этот же период времени СКБ «Геотехника» Мингео СССР разработало несколько проектов буровых установок для бурения на твёрдые полезные ископаемые с частичной или полной автоматизацией СПО. Опытная эксплуатация этих установок показала, что последовательное выполнение процесса СПО в автоматическом режиме не только не ускоряет, но и замедляет его, хотя почти полностью устраняет ручной труд. Это обусловлено тем, что автоматизация требует увеличения числа исполнительных органов и соответственно времени на выполняемые ими операции.

Однако при сегодняшнем развитии науки и техники возможна успешная автоматизация СПО при их последовательном выполнении и без существенного ускорения. Это очевидно на примере автоматизированных гидравлических буровых установок с использованием верхнего привода и упразднением традиционной буровой лебедки и талевой системы, применяемых при разведочном и эксплуатационном бурении на нефть и газ [7].

Создатель этих установок компания Drillmec (Италия) отмечает, что «целями разработки такой конструкции были увеличение уровня безопасности работы буровой бригады и улучшение технико-экономических показателей». Если возможность достижения первой цели очевидна и обоснования не требует («персонал не имеет непосредственного контакта с вращающимися трубами и трубными ключами, никто не подвергается риску попасть под падающие предметы»), то возможность достижения второй цели обуславливается улучшением качества бурения. В частности, указывается: «скорость СПО составляет в пределах 600 м/ч, что является конкурентным фактором по сравнению со скоростью СПО любой традиционной буровой установки», т.е. следует полагать, что здесь автоматизация процесса СПО с сохранением последовательного выполнения этих операций, по крайней мере, не приводит к снижению скорости бурения. И это частично достигнуто тем, что «каждая повторяющаяся операция становится бесперебойной, предсказуемой и более быстрой потому, что она не обусловлена поведением человека». Но, в основном, как правильно отмечает конструктор этой автоматизированной буровой установки, существенный рост скорости бурения оказался возможным благодаря тонкой настройке и поддержанию желаемой нагрузки на долото гидравлической системой.

Таким образом, можно сделать вывод, что, как и в глубоком бурении, основными требованиями к автоматизированной самоходной буровой установке, предназначенной для геологических поисков и разведки, являются исключение монотонно повторяющегося при СПО тяжелого ручного труда, что практически исключает

опасность травматизма обслуживающего персонала и, как минимум, сохранение достигнутых скоростей бурения и мобильности установки.

Единственным реальным путем повышения или хотя бы сохранения достигнутых скоростей геологоразведочного бурения при автоматизации СПО является совмещение их во времени. Такое выполнение СПО в автоматическом режиме значительно облегчается с появлением в качестве подъёмника подвижного вращателя, что на практике не удалось сделать до сего времени с применением лебедочного подъёмника.

Функциональные возможности буровой установки с подвижным вращателем существенно расширяются, если ввести в неё второй аналогичный подъёмник, а мачту выполнить поворотной, т.е. наделить её дополнительной функцией переноса бурильных свечей от оси скважины к месту их складирования и обратно, а также обеспечить работу загруженного подъёмника одновременно с холостым. Это в свою очередь ограничивает число дополнительных органов в буровой установке, участвующих в обеспечении автоматизации процесса СПО, и, не перегружая ее, максимально сохраняет мобильность установки.

На рис. 1 схематично представлен один из возможных проектов такой самоходной буровой установки [8] с использованием бурильной свечи длиной 3 м.

Она обеспечивает СПО в автоматическом режиме, при котором совмещаются во времени операции рабочего и холостого хода спуска и подъёма бурильной колонны и бурильных свечей, а также доставки последних от колонны к месту аккумуляции и обратно. При необходимости возможно также управление работой установки в ручном режиме.

Буровая установка включает:

- четырехгранную мачту 2 с устройством 3 её поворота вокруг своей оси на 180° и обратно;
- расположенный на передней грани мачты подъёмник 5, несущий подвижный вращатель с гидропатроном;
- расположенный на задней грани мачты второй подъёмник 4, несущий подвижный трубодержатель-свинчиватель с гидропатроном или вращатель;
- карусельный магазин 6 с поворотным устройством 1, расположенный напротив задней грани мачты;
- стационарный трубодержатель 8;
- расположенная на боковой грани мачты лебедка 12 комплекса WL.

Оба подъёмника 4 и 5 имеют возможность выдвижения от оси скважины для подачи к карусельному магазину 6 и обратно присоединяемых и отсоединяемых от колонны бурильных свечей;

Карусельный магазин 6 снабжен устройством 7, обеспечивающим:

- выдвижение свечи из очередной ячейки на высоту, необходимую для захвата гидропатроном подъёмника за её верхний конец в процессе спуска колонны;
- приём и опускание свечи в ячейку после освобождения её от гидропатрона подъёмника в процессе подъёма колонны захватом свечи за её верхний конец в момент приёма от подъёмника;

Удержание и освобождение верхних концов свечей в ячейках магазина осуществляется автоматически в результате силового взаимодействия перемещаемой свечи с пружинными захватами ячеек.

Рассмотрим порядок выполнения операций буровой установкой.

Например, подъём очередной свечи начинается с захвата колонны сверху гидропатроном вращателя

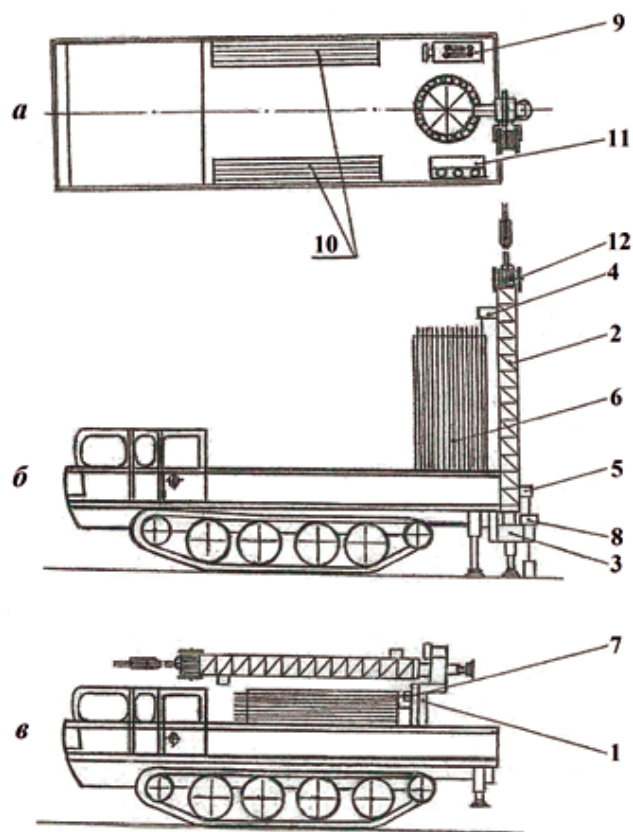


Рис. 1. Самоходная буровая установка с автоматизацией СПО

а - в рабочем положении, вид сверху;

б - в рабочем положении, вид сбоку;

в - в транспортном положении

1 - основание свечеприёмника с устройством его поворота;

2 - мачта четырёхгранная;

3 - поворотное устройство мачты;

4 - подъёмник с вращателем и гидропатроном для захвата свечи или колонны бурильных труб сверху;

5 - подъёмник в виде трубодержателя-свинчивателя с гидропатроном для захвата свечи или колонны бурильных труб сверху;

6 - магазин свечеприёмника барабанного типа;

7 - устройство для выдвижения их магазина свечеприёмника или опускания в него свечи;

8 - трубодержатель стационарный;

9 - насос буровой;

10 - стеллажи с дополнительными бурильными трубами для магазина свечеприёмника;

11 - система гидропривода;

12 - лебедка комплекса WL.

подъёмника 5, находящегося на передней грани мачты 2. Затем последовательно производится подъём на длину свечи, удержание колонны стационарным трубодержателем 8, отвинчивание, приподъём свечи и поворот мачты 2 на 180° , а, следовательно, и перенос свечи в сторону магазина 6, и процесс подъёма повторяется. Одновременно свеча, перенесенная к магазину 6 трубодержателем-свинчивателем подъёмника 4 ранее, выдвигается им в сторону ячейки магазина 6 и, в результате силового взаимодействия свечи с пружиной (на

рисунке не показана), створки её раздвигаются, и свеча оказывается внутри ячейки. Затем трубодержатель-свинчиватель подъёмника 4 опускает свечу на шток устройства 7 магазина, находящегося в положении приёма свечи, освобождает свечу от гидropатрона, возвращается в исходное положение, и выполняет холостой спуск, а шток устройства 7 опускает свечу на подсвечник магазина 6. Далее, в результате поворота мачты 2 на 180°, на оси скважины, т.е. над верхом колонны, оказывается трубодержатель-свинчиватель подъёмника 4, расположенного на задней грани мачты и находившегося в нижнем положении после холостого спуска.

Спуск бурильной колонны выполняется аналогично, но в обратный последовательности.

Таким образом, в результате одновременного использования двух подъёмников и поворота мачты на 180°, обеспечивается в автоматическом режиме совмещение во времени операций рабочего и холостого хода спуска и подъема бурильной колонны и бурильных свечей, а также доставки последних от колонны к месту аккумуляции и обратно.

Для работы со съёмным керноприёмником мачту 2 поворачивают на 90°, в результате чего конец троса с ловителем керноприёмника, оказывается на оси скважины, а лебедка 12 комплекса WL на противоположной стороне мачты.

Для оценки эффективности сравниваемых технологий СПО были разработаны:

- циклограмма процесса спуско-подъёма бурильной колонны подвижным вращателем с последовательным выполнением операций;
- циклограмма автоматизированного процесса спуска бурильной колонны двумя вращателями с совмещением операций во времени;
- циклограмма автоматизированного процесса подъёма бурильной колонны двумя вращателями с совмещением операций во времени.

Глубина скважины принята равной 300 м, длина свечи 6 м, скорость спуска и подъёма вращателя 0,75 м/с, которая близка к средней скорости при работе с буровой лебедкой для данной глубины скважины. Время выполнения таких типовых операций, как захват свечи гидropатроном, постановка бурильной колонны в трубодержателе, свинчивание и отвинчивание свечи и др., принято в циклограммах одинаковым.

Из циклограмм следует, что совмещение во времени операций, максимальное сближение места аккумуляции и оси скважины посредством поворотной мачты, сохранение естественного вертикального положения свечи при всех её перемещениях, позволяет сократить время процесса СПО на свечу длиной 6 м с 90 до 48 сек. или на 47 %.

Следует отметить, что использование второго подвижного вращателя вместо подвижного трубодержателя-свинчивателя более эффективно. Во-первых, это дает возможность вдвое расширить диапазон частот вращения. Например, один вращатель может быть предназначен для низко- и среднечастотного бурения, а второй – для средне- и высокочастотного. Во-вторых, при наличии двух вращателей могут быть практически исключены затраты времени на наращивание бурильной колонны в процессе бурения, если применить второй буровой насос с присоединенной ведущей трубой ко второму подвижному вращателю. И, кроме того, при использовании двух вращателей объём работы, приходящийся на каждого из них, вдвое меньше, и, следовательно, ресурс соответственно вдвое выше. Тем самым начальное увеличенное

вложение в буровую установку, равное стоимости второго вращателя, полностью окупается за время её эксплуатации.

Средства управления процессом СПО в автоматическом режиме здесь не рассматриваются, так как создание их представляет собой отдельную самостоятельную задачу.

Новая технология процесса СПО и их автоматизация позволяют рассмотреть возможность создания и оценить эффективность специальной герметически закрытой самоходной буровой установки для поискового и разведочного бурения в труднодоступных районах и экстремальных погодных условиях. Максимальная длина свечи в буровой установке такого типа, высота которой согласно правилам ПДД не должна превышать 4 м, может составлять не более 2 м.

При использовании бурильных труб (свечей) магазина диаметром 1250 мм и дополнительных труб на стеллажах возможные глубины бурения в зависимости от диаметра и длины свечи приведены в табл.1

Стеллажи сечением 400x835 мм с дополнительными трубами (свечами) расположены по обе стороны платформы буровой установки, причём, для удобства переноса к магазину при спуске колонны и обратно при её подъёме, дополнительные трубы длиной 2 м могут быть установлены в стеллаже вертикально. Следует отметить, что норма массы перемещаемого груза одновременно одним человеком в течение рабочей смены при чередовании с другой работой не должна превышать 30 кг. Этой нормой массы ограничено применение дополнительных труб со стеллажей.

Наиболее объективным показателем эффективности разведочного бурения является рейсовая скорость, учитывающая затраты времени непосредственно на процесс разрушения породы на забое скважины и время на спуско-подъёмные операции с бурильной колонной и съёмным керноприёмником

Рейсовая скорость бурения определяется из следующего выражения [9]:

$$V_P = \frac{V_M}{V_M \cdot t + 1} \quad (1)$$

где V_P - рейсовая скорость бурения, м/ч;

V_M - механическая скорость бурения, м/ч;

$t = T_{\text{общ}} / L_{\text{СКВ}}$ - время операций, включая, помимо спуско-подъёма бурильной колонны и керноприёмника, вспомогательные операции, не зависящие от глубины скважины, ч/м;

$T_{\text{общ}}$ - общее время, затрачиваемое на эти операции при бурении скважины на заданную глубину, ч.

Величину $T_{\text{общ}}$ находим из выражений:

Для традиционного колонкового способа бурения:

$$T_{\text{общ}} = \frac{L_{\text{СКВ}}}{h_{\text{БК}}} \cdot \left(\frac{L_{\text{СКВ}} \cdot t_{\text{СВ}}}{2 \cdot l_{\text{СВ}}} + t_{\text{ВСП}} \right) \quad (2)$$

где $L_{\text{СКВ}}$ - глубина скважины, м;

$h_{\text{БК}}$ - проходка между рейсами спуско-подъёма бурильной колонны, м;

$t_{\text{СВ}}$ - время спуско-подъёма одной бурильной свечи с глубины $L_{\text{СКВ}}$, мин;

$l_{\text{СВ}}$ - длина свечи, м;

$t_{\text{ВСП}}$ - время вспомогательных операций, сопутствующих каждому рейсу спуско-подъёма бурильной колонны и не зависящее от глубины скважины, мин.

Таблица 1.

Обозначение бурильной трубы	Число бурильных труб (свечей)			Глубина бурения, м (числитель) и масса бурильной трубы (свечи), кг (знаменатель) при ее длине, м			
	Всего	в том числе		2,0	3,0	4,5	6,0
		в магазине свечепри- ёмника	на стел- лажах				
Трубы для традиционного колонкового бурения							
ТБСО-24х2,5	150	135	15	300/3,6	-	-	-
ТБСО-34х3,5	200	100	100	300/5,2	900/7,2	-	-
ТБСО-43х3,5	400	81	319	800/7,6	1200/11,0	1800/16,2	-
ТБСУ-55х4,5	305	65	240	610/14,2	915/19,2	1372/25,1	390/38,4
ТБСУ63,5х4,5	237	57	180	474/17,6	711/24,2	1066/24,4*	342/42
Трубы комплекса WL							
(В) 55,6х4,75	298	64	234	596/12	894/18,0	1341/27,0	384/36,0
(N) 69,9х4,80	200	52	148	400/15,6	600/23,4	234/35,1	312/46,8
(Н) 88,9х5,55	134	42	92	268/23	126/34,5	189/51,7	252/69,0
Трубы комплекса КССК-76							
ТБС-70х4,5	186	50	136	372/14,7	558/22,1	225/33,1	300/44,1

* Здесь стальная труба ТБСУ-63,5х4,5 заменена на легкосплавную ТБЛ-63.5х9.

Для бурения со съёмным керноприёмником:

$$T_{\text{общ}} = \frac{L_{\text{СКВ}}}{2} \cdot \left(\frac{t_{\text{КПР}}}{h_{\text{КПР}}} + \frac{L_{\text{СКВ}} \cdot t_{\text{СВ}}}{l_{\text{СВ}} \cdot h_{\text{БК}}} + \frac{t_{\text{ВСП}}}{h_{\text{БК}}} \right) \quad (3)$$

где $t_{\text{КПР}}$ – время одного спуско-подъёма керноприёмника с глубины $L_{\text{СКВ}}$, включая операции, не зависящие от глубины скважины, мин;
 $h_{\text{КПР}}$ – средняя проходка между рейсами спуско-подъёма керноприёмника, м;

Обработка хронометражных наблюдений и анализ большого объёма технико-эксплуатационных статистических данных бурения как традиционного, так и с применением съёмного керноприёмника в период существования СССР [9], позволили выявить значения основных величин, входящих в зависимости (2) и (3), которые приведены в табл. 2.

С учетом величин, приведенных в табл. 2, были получены графики зависимости рейсовой скорости (V_p) бурения от длины (l) свечи при механической скорости 3 м/ч для сравниваемых технологий спуско-подъёмных операций, как при традиционном колонковом способе бурения, так и с использованием съёмного керноприёмника на глубинах скважин 300, 500, 800 и 1200 м (рис. 2).

Как видно из этих графиков, при традиционном колонковом бурении рейсовая скорость весьма существенно зависит от длины свечи, и эта зависимость несколько

снижается при совмещении СПО во времени. В результате, рейсовая скорость в сравнении с существующей технологией СПО для глубин скважины от 300 до 1200 м соответственно возрастает:

- при длине свечи 6,0 м от 11 до 32 %;
- при длине свечи 4,5 м от 14 до 37 %;
- при длине свечи 3,0 м от 19 до 52 %;
- при длине свечи 2,0 м от 23 до 66 %.

Рассматриваемые кривые при бурении со съёмным керноприёмником резко выполаживаются и для случая совмещения СПО во времени принимают почти горизонтальное положение, что свидетельствует о ничтожно малой для этого случая зависимости рейсовой скорости от длины свечи. Однако одновременно обеспечивается, хотя и не столь значительный, но очевидный прирост рейсовой скорости, который соответственно указанным четырем глубинам скважины составляет:

- при длине свечи 6,0 м от 2 до 4 %;
- при длине свечи 4,5 м от 2 до 5 %;
- при длине свечи 3,0 м от 3 до 10 %;
- при длине свечи 2,0 м от 4 до 17 %.

В результате проведенного анализа можно сделать следующие выводы.

1. Буровая установка с автоматизацией и совмещением СПО во времени устраняет монотонный тяжелый ручной труд, как основной источник травматизма обслуживающего персонала, одновременно обеспечивая повышение рейсовой скорости.

Таблица 2.

Способы бурения и тип подъёмника	Исходные величины показателей, входящих в зависимости (2) и (3), определяющих рейсовую скорость бурения								
	$h_{БК},$ м	$t_{ВСП},$ мин	$h_{КПР},$ м	$l_{СВ},$ м	$t_{СВ},$ мин	$t_{КПР},$ мин (по глубинам скв., м)			
						300	500	800	1200
1. Традиционное колонковое бурение									
1. Буровая установка с подвижным вращателем и гидравлическим патроном, укладка свечей на стеллаж вручную	5,5	17,1	—	6,0	1,50	-	-	-	-
			—	4,5	1,36	-	-	-	-
			—	3,0	1,23	-	-	-	-
			—	2,0	1,14	-	-	-	-
2. Буровая установка с автоматизацией и совмещением СПО во времени			—	6,0	0,80	-	-	-	-
			—	4,5	0,73	-	-	-	-
			—	3,0	0,66	-	-	-	-
			—	2,0	0,62	-	-	-	-
II. Бурение со съёмным керноприёмником									
1. Буровая установка с подвижным вращателем и гидравлическим патроном, укладка свечей на стеллаж вручную	37,5	17,1	2,5	6,0	1,50	32,5	40,4	52,2	92,6
				4,5	1,36				
				3,0	1,23				
				2,0	1,14				
2. Буровая установка с автоматизацией и совмещением СПО во времени				6,0	0,80				
				4,5	0,73				
				3,0	0,66				
				2,0	0,62				

Примечание: Величины $t_{СВ}$ получены с учетом машинного времени спуска и подъёма бурильной колонны при одинаковой скорости движения свечи 0,75 м/с независимо от глубины скважины, что обеспечивается соответствующей мощностью двигателя [9].

2. При бурении традиционным колонковым способом рейсовая скорость возрастает от 11 до 66 % в зависимости от длины свечи и глубины скважины. Мобильность такой буровой установки может быть существенно повышена путем дальнейшего уменьшения длины свечи и соответственно высоты мачты. Например, при бурении скважины глубиной 1200 м уменьшение 6-ти метровой свечи и соответственно высоты мачты вдвое позволяет не только повысить мобильность буровой установки, но одновременно сохранить рост рейсовой скорости на 13 % (с 1,19 до 1,34 м/ч) и обеспечить безопасность условий

работы обслуживающего персонала. Такого эффекта на обычной буровой установке даже в автоматизированном режиме СПО, если они проводятся последовательно, добиться невозможно.

3. В случае бурения со съёмным керноприёмником число рейсов бурильной колонны уменьшается примерно в 2 раза, и поэтому повышение рейсовой скорости за счет снижения затрат времени на СПО для рассматриваемых глубин скважин и длин свечей оказывается не столь существенным, как при традиционном бурении. Оно находится в зависимости от длины свечи в пределах от 2 до 17%.



Рис. 2. Зависимость рейсовой скорости от длины свечи при механической скорости бурения 3 м/час
 а – один подвижный вращатель;
 б – два подвижных вращателя с совмещением СПО во времени;
 глубина скважины:
 1 – 300 м; 2 – 500 м; 3 – 800 м; 4 – 1200 м.

Однако фактор облегчения и повышения безопасности труда здесь не менее важен, чем при традиционном бурении, так как при работе со свечой «на вынос» физические нагрузки на буровой персонал существенно возросли. Кроме того, за время бурения скважины ему приходится выполнять сотни рейсов по извлечению

керноприёмника из скважины и возвращению его на забой в состав колонкового снаряда.

4. При автоматизации СПО с использованием новой технологии и свечи длиной 2 м может быть создана герметически закрытая мобильная буровая установка с микроклиматом. Не уступая по рейсовой скорости современным буровым установкам при длине свечи 6 м, она будет особенно востребована на геологических поисках и разведке в труднодоступных регионах и в экстремальных климатических условиях, как при традиционном колонковом бурении, так и при бурении со съёмным керноприёмником (см. рис. 2).

Учитывая в этом случае повышенное число резьбовых соединений в буровой колонне, следует особо высокие требования предъявлять к уходу за ними и обеспечению их затяжки с заданным крутящим моментом перед каждым спуском в скважину.

5. Очевидно, что автоматизации СПО с буровой колонной, исключая тяжелый физический труд, позволяет свести к минимуму травматизм бурового персонала, а последнему больше уделять внимания оптимизации собственно процесса бурения и уходу за буровым оборудованием и инструментом. Это приведет к повышению механической скорости и надежности буровой установки, снижению аварийности и, как следствие, к дополнительному и еще большему росту рейсовой скорости бурения. В конечном итоге, будет обеспечена сравнительно быстрая самоокупаемость начальных вложений в новую более дорогую, но с новыми и весьма эффективными потребительскими свойствами буровую установку.

В заключение следует отметить, что применение в предлагаемой буровой установке таких проверенных практикой бурового и общего машиностроения её узлов, как подвижный вращатель, гидрозхват, магазин свечей барабанного типа, поворотное устройство, гидродвигатели и т.д., позволяет ожидать её высокой безотказности и долговечности в самых сложных горно-геологических условиях бурения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Риск производственного травматизма для работников геологоразведочных организаций. <http://www.oborudka.ru/handbook/693.html>.
2. Кто какую травму получал на производстве? «Помбур». https://vk.com/topic-8182843_28727608.
3. Обеспечение безопасности рабочих при бурении скважин на Самотлорском месторождении <http://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=527712>
4. Кардыш В.Г. Повышение эффективности работы буровых станков. – М.: Недра, 1980. – 184 с.

REFERENCES

1. The risk of injury to employees of the prospecting organizations. <http://www.oborudka.ru/handbook/693.html>.
2. Someone any injury received at work? "Roughneck" https://vk.com/topic-8182843_28727608.
3. Ensuring the safety of workers during drilling at Samotlor: <http://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=527712>.
4. Kardys V.G. Improving the efficiency of drilling rigs. – M.: Nedra, 1980. – 184 p.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

5. Григорьев В.В. Бурение со съёмными керноприёмниками. - М.: Недра, 1986. - 197 с.
6. Кардыш В.Г., Мурзаков Б.В., Окмянский А.С., Захарьев Б.В. Современные зарубежные буровые станки и установки. изд. 2. - М.: Недра, 1976. - с. 248.
7. Автоматизированные гидравлические буровые установки компании Drillmec (Италия) - установки нового поколения. - Бурение и нефть. - М.: ООО «Бурнефть», 2010. - №11. - с. 44-47.
8. Лачинян Л.А. Пат.2549650 РФ, МПК E21B 3/00 Буровая установка. № 2013125392/03 Заявл.03.06.2013. Оpubл.10.12.2014.
9. Лачинян Л.А., Медведев А.К. Исследование зависимости скорости разведочного бурения от способа извлечения керна, типа подъемника буровой установки и надежности бурового инструмента. - Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. - №1. с. 22-28.

REFERENCES (ending)

5. Grigor'ev V.V. Drilling with removable core receiver. - M.: Nedra, 1986. - 197 p.
6. Kardysh V.G., Murzakov B.V., Okmjanskij A.S., Zahar'ev B.V. Modern foreign drilling rigs. 2-nd edition - M.: Nedra, 1976. - p. 248.
7. Automated hydraulic rigs Drillmec company (Italy) - rigs of a new generation. - Drilling and oil. - M.: LLC "Burneft", 2010. - #11. - p. 44-47.
8. Lachinjan L.A. Patent 2549650 RF, MПК E21B 3/00 Drilling rig. № 2013125392/03 Appl.03.06.2013. Publ.10.12.2014.
9. Lachinjan L.A., Medvedev A.K. Studying the dependence of the rate of exploratory drilling from the method of extraction of core, type of hoist of the drilling rig and drilling tool reliability. - Petroleum engineering - M.: LLC "IDS Drilling", 2015. #1 p. 22-28.

УДК 622.245.422

для обсуждения

Цемент как материал для изоляции заколонного пространства скважин должен быть заменен, возможно, пенополиуретаном

Г.Н. Лышко – канд. техн. наук, директор
(ООО «БурениеСервис»)

При строительстве скважин в качестве изолирующего материала применяют минеральные вяжущие - портланд и другие виды цемента. Цементный раствор-камень помимо главного назначения - герметизации заколонного пространства скважины должен выполнять следующее: удерживать колонну обсадных труб от проседания за счёт собственного веса, температурных деформаций, деформаций из-за гидравлических давлений, ударных нагрузок, вращений и др., а также защищать обсадную колонну от действия коррозионных сред. "Обязанности" цементного камня исключительно важные, особенно первая из названных. От того, как она выполняется, зависят эффективность и срок эксплуатации скважины, а главное - охрана недр и окружающей среды.

На результат создания крепи скважины влияет множество факторов, управляемых и нет, известных и неизвестных. Среди особо значимых факторов - свойства тампонажного раствора-камня.

Рассмотрим, как справляется цементный раствор-камень со своими "обязанностями".

"Обязанности" цементного камня по разобщению пластов горных пород исключительно важные. От качества крепи скважины зависят эффективность и срок эксплуатации скважины, а главное - охрана недр и окружающей среды.

Плохая вытесняющая способность тампонажного раствора. При цементировании обсадной колонны мы стремимся к тому, чтобы обеспечить максимально возможную степень замещения бурового раствора и его фильтрационной корки цементным раствором. На это направлен целый ряд технологических приемов: заданный гидравлический режим движения тампонажного раствора, специальная технологическая оснастка обсадной колонны, расхаживание и вращение колонны и др. Улучшать свойства самого цемента для придания его раствору повышенных вытесняющих свойств (назовем их так)

сверх того, что мы имеем сейчас, не представляется рациональным. Реологические, а значит вытесняющие свойства тампонажного раствора, удается регулировать изменением водоцементного отношения и/или вводом в раствор добавок и/или реагентов. Такое регулирование производится легко и в широких пределах.

Тем не менее, за счёт изменения реологических свойств тампонажного раствора, режима цементирования обсадной колонны полностью вытеснить буровой раствор и его фильтрационную корку из скважины не удастся никогда. Тампонажный раствор по своей природе и свойствам является плохим “вытеснителем”. Остатки бурового раствора между стенкой скважины и обсадной колонной становятся потенциальными зонами каналообразования в крепи скважины.

Опасное снижение гидростатического давления.

Известно, что в оставленном в покое тампонажном растворе, как во всякой структурирующейся суспензии, в результате образования из частиц твёрдой фазы снижается гидростатическое давление до давления столба жидкости затворения и ниже. Это явление имеет место в заколонном пространстве после его цементирования и приводит к тому, что давление в скважине оказывается меньше пластового. Возникший градиент давления, направленный из пласта в скважину, становится движущей силой возможного флюидопроявления. При наличии каналов в заколонном пространстве, если направленный из пласта в скважину градиент давления становится больше, чем начальный градиент фильтрации или гидравлические сопротивления недостаточны, развивается поток флюида по заколонному пространству.

Проницаемость тампонажного раствора-камня. Тампонажный раствор, а затем камень должны быть непроницаемыми для воды, нефти и газа - пластовых флюидов, проникших или готовых мигрировать в скважину. Тампонажный раствор в покое быстро создает коагуляционную, а затем кристаллизационную объёмную пористую структуру из частиц клинкера и новых минеральных образований. Со временем поры возникшей объёмной структуры все более “зарастают”, некоторые совсем закрываются. Гидравлические сопротивления движению жидкости сквозь структуру, «поры» цементного раствора быстро возрастают. Но проницаемость тампонажного раствора со временем снижается только в том случае, если в структуре не образуются дефекты-каналы. Образование флюидопроводящих каналов в тампонажном растворе возможно в результате седиментации твёрдой фазы (оседания отдельных частиц и проседания всей объёмной решетки целиком) и суффозионных разрушений структуры восходящими потоками жидкости и газа. Каналы могут сохраниться и в камне.

Способность тампонажного раствора - камня препятствовать началу движения в нём флюида количественно характеризуется показателем - начальным градиентом фильтрации. Начальный градиент фильтрации - это тот минимальный градиент давления, при котором в тампонажном растворе - камне начинается движение, фильтрация поровой жидкости. Значение указанного параметра быстро возрастает при возникновении и росте в тампонажном растворе сплошной, не нарушенной коагуляционно-кристаллизационной структуры. Текущее значение начального градиента фильтрации в каждый момент должно быть больше существующего в данный момент градиента давления в скважине. Тогда фильтрация через тампонажный раствор-камень невозможна и можно говорить о достаточной изолирующей способности раствора-камня.

Цементы, произведенные при соблюдении ГОСТ1581-96, спецификации АНИ 10А, а также с учётом рекомендаций специалистов по цементированию скважин, позволяют готовить тампонажные растворы с требуемой изолирующей способностью-непроницаемостью для пластовых флюидов. Для этого в состав тампонажных смесей и/или растворов вводят добавки и/или реагенты: структурообразователи, загустители, кольматанты, газогенераторы, газоблокаторы, которые оптимизируют сроки и кинетику структурообразования в тампонажных растворах. Дело непростое и требует большого внимания и высокой квалификации исполнителей.

Но проектировщики и буровые подрядчики далеко не всегда оказывают требуемое внимание рецептуре, качеству тампонажного раствора, точности его приготовления на месте. “Чистый” цементный раствор, в составе которого нет модифицирующих добавок, при приготовлении которого не соблюдено заданное водоцементное отношение, имеющий неоправданно большое время загустевания - пока нередкое явление. Результат - заколонные перетоки.

Вредная контракция в цементном камне. При гидратации, растворении клинкерных минералов и возникновении новых минералов в цементном растворе-камне сумма объёмов новообразований становится меньше суммы объёмов вступивших в реакцию веществ. Поэтому внутри цементного камня при сохранении внешнего объёма при определенных условиях происходит уменьшение первоначального давления. Уменьшение внутреннего объёма и, как результат, давления называется контракцией. Возникающий в результате эффекта контракции градиент давления может привести к тому, что камень будет «засасывать» в себя из окружающей среды газы и жидкости.

Академик РАЕН А.И. Булатов экспериментально и путем вскрытия опытных скважин показал, что в заколонном пространстве при недостаточной по скорости подпитке водой извне, из водоносных пластов, цементный камень может обезводить не вытесненным цементным раствором остатки бурового раствора, его фильтрационную корку, пленку. Остатки бурового раствора, отдав воду, теряют целостность. Образуются трещины-каналы, по которым возможны флюидоперетоки. Таким образом, цементный камень, точнее контракция в нем, выступает причиной потери зацементированным заколонным пространством герметичности.

Контракция, как результат структурообразования, является неотъемлемым свойством портландцемента. Можно только изменить скорость течения контракции, регулируя физико-химическими методами скорость структурообразования в растворе-камне, например, замедлив схватывание цементного раствора. Не более. Вряд ли это даст положительный результат, но удлинит опасный с точки зрения флюидообразования период нахождения раствора в жидком состоянии.

Усадка камня. Цементный камень должен быть безусловным, так как усадка камня может привести к появлению флюидопроводящих зазоров. Усадка камня, как причина каналообразования, упоминалась в специальной литературе не раз, но опыты показывают, что в большинстве случаев в водонасыщенной среде, каковой и является скважина, камень из портландцемента усадку не дает. Более того, в настоящее время применяют расширяющиеся тампонажные смеси. Они, как будто, снимают проблему, связанную с усадкой. Хотя вопрос об эффективности расширяющихся тампонажных цементов

остается открытым. На практике невозможно учесть и скорректировать все факторы, влияющие на кинетику расширения тампонажного раствора-камня, чтобы обеспечить ожидаемый эффект от его применения.

Контактные зоны камня - слабые места крепи. В свое время было высказано предположение, что причиной нарушения герметичности системы «колонна-глинистая пленка-цементный камень-глинистая корка (пленка)-порода» может быть гидрогазовый прорыв через данную систему в результате гидро-механического разрушения. Вероятность такого события якобы существует при близком расположении пластов с разным давлением или при проведении гидроразрыва продуктивного пласта (ГРП). Ни расчеты, ни опыты, ни практика ГРП не подтверждают, что прорыв в рассматриваемой системе вероятен сквозь тело камня. Но его контактные зоны являются значительно более слабыми зонами.

Для обеспечения герметичности зон контакта «металл-камень», «камень-порода» цементный камень должен иметь, как считается, сцепление – адгезию с ограничивающими его поверхностями колонны и стенок скважины или хотя бы непроницаемый при возможных градиентах давления контакт, лучше напряженный. Но поверхности колонны и стенок скважины всегда остаются покрытыми окалиной, остатками углеводородов, ПАВ из бурового раствора, пленкой - коркой самого бурового раствора и поэтому прямого контакта камня с металлом и породой в большинстве случаев нет, а значит не может быть и адгезии. По этой причине как-либо совершенствовать сам цемент с целью «повышения его адгезии» бесполезно. Стремиться следует к получению непроницаемой зоны контакта. Возможно, расширяющиеся цементы помогут в этом. Были попытки вводить в состав тампонажного раствора смолы, которые при фильтрации сквозь глинистую корку отверждают её, сращивают с камнем и тем самым повышают сопротивляемость зоны контакта «камень-корка» разрушению. Но такой способ не получил распространения.

Осмоз и диффузия. Выдвигались предположения о возможности перетоков в цементном кольце в результате осмоса или диффузии. Опасность таких процессов с точки зрения предупреждения миграции пластовых флюидов в зацементированном заколонном пространстве скважины не доказана, но и не исключена.

Коррозия. Немало научно-исследовательских работ посвящено изучению и предупреждению различных видов химической коррозии цементного камня в скважине. При проведении опытов наблюдают, что камень в результате коррозии претерпевает различные деструктивные изменения. Прямых доказательств химического разрушения камня в заколонном пространстве скважины нет. Существующие коррозионностойкие портланд и шлаковые цементы, создающие низкопроницаемый, а значит нефилтрующий сквозь себя агрессивные флюиды камень, казалось бы исключают коррозионное разрушение камня в зацементированном заколонном пространстве скважины. Но и это не доказано и маловероятно.

Термо - и возрастная деструкция цементного камня. Происходящие непрерывно в камне физико-химические процессы, скорость и направление которых зависят от температуры, ведут к «старению» камня - потере им прочности, «перерождению», разрушению. Возможно, эти процессы становятся причиной потери крепью своих изолирующих свойств. В настоящее время известны и широко применяются способы повышения термостойкости и долговечности тампонажного камня

путем ввода силикатных добавок в цементы портланд или использования доменных шлаков в качестве вяжущих. Тем не менее, уверенности в долговечности камня из указанных вяжущих добавок в скважинах нет.

Колонна не защищена. Как цементный камень защищает колонну от деформирующих давлений? Из-за малой, но существующей проницаемости для пластовых флюидов камень, имеющий толщину в радиальном направлении в несколько сантиметров, не препятствует воздействию флюида непосредственно на колонну и передаче на нее пластового давления. Тем более цементное кольцо не может изолировать колонну, если оно не сплошное, что очень вероятно в реальной скважине. Исследования показали, что даже в стендовых условиях, когда вокруг трубы создано сплошное цементное кольцо, составная крепь «стальная труба-камень» имеет жесткость не намного большую, чем сама труба.

По той же причине камень не выполняет и функцию защиты колонны от агрессивного воздействия пластовых флюидов. Можно говорить о выполнении такой защитной роли, только имея в виду, что она осуществляется тогда, когда камень выполняет основную свою функцию – изоляцию пластов, недопущение миграции пластовых флюидов по зацементированному заколонному пространству скважины.

Избыточная прочность камня. Нормативные значения показателей прочности цементного камня, заложенные в ГОСТ 1581-96 и в спецификации АНИ 10А, не обоснованы с точки зрения выполнения камнем своих функций. Но наличие нормативов по прочности в стандартах вызывает необоснованные и часто завышенные требования строителей скважин к прочности камня из цемента или тампонажной смеси, предназначенных для первичного цементирования обсадной колонны. Ненужный в первую очередь для герметизации заколонного пространства запас прочности камня является причиной огромных излишних экономических затрат.

Хрупкость камня. По своим физико-механическим, деформационным свойствам цементный камень относится к телам хрупким, а значит по понятным причинам – мало-пригодным для герметизации как таковой.

Выводы

Таким образом, обзор свойств цемента и их влияния на выполнение задач, решаемых при цементировании обсадных колонн, показывает, что цемент имеет свойства, качества, дающие только надежду, но не уверенность в том, что даже при строжайшем выполнении известных технико-технологических приёмов возможно гарантированно создать крепь скважины, выполняющую свою основную функцию – герметично разделять пласты друг от друга и от дневной поверхности, долгое время противостоять различным разрушающим факторам.

К недостаткам цемента, применяемого для цементирования обсадных колонн, относятся:

- оставляющие желать лучшего реологические – вытесняющие свойства тампонажного раствора;
- неспособность последнего сохранять в покое гидростатическое давление;
- контракция в цементном камне;
- необходимость тщательно, с учетом конкретных геолого-технических условий составлять и соблюдать сложную рецептуру тампонажного раствора для придания ему требуемой изолирующей способности;
- хрупкость камня, неспособность к достаточным обратимым упругим деформациям;
- подверженность коррозии и быстрому старению.

Есть и другие минусы у цемента с точки зрения нужд строительства скважины, например, придание ей, как инженерному сооружению, высокой материалоемкости.

Поэтому, при креплении скважины с использованием цемента достижение нужного качества крепи скважины, в первую очередь её герметичности, всегда носит вероятностный характер. Нельзя со сто процентной уверенностью ожидать, что столь нежелательных перетоков за обсадной колонной не будет. И это, в первую очередь, потому, что цементный раствор – камень как минеральное вяжущее не является совершенным изолирующим материалом.

Чем же заменить несовершенный цемент?

Мысленно поместим за колонной на всю её длину резиновый эластичный «пакер», распираемый изнутри газом. Давление в «пакере» создадим большее, чем в самом высоконапорном пласте. «Пакер» сделаем способным расширяться во все стороны, многократно увеличивая свой объём. Таким, чтобы он при своем расширении выдавил остатки бурового раствора в пласты, фильтрационную корку спрессовал, уплотнил. Остатки бурового раствора останутся защемленными между интервалами заколонного пространства, полностью заполненными и перекрытыми этим «всюду проникающим» пакером». Конечно, ни о какой контракции и, как результат, обезвоживании остатков бурового раствора теперь речи не идет. «Пакер» легко изменяет свою форму и объём следом за меняющей свой диаметр при изменении внутриколонного давления обсадной колонной. И на все другие механические воздействия «пакер» реагирует обратимыми деформациями. Кольцевые зазоры, трещины не образуются. Резина химически инертна - химическая

агрессия не страшна. Резину используем «нестареющую».

Для создания такого идеального «пакера» применим полиуретановый жидкий состав. Закачаем его в заколонное пространство под переменным, возрастающим во времени давлением, заданным с учетом значений пластовых давлений. Состав, вступая в реакцию с влагой в скважине (или по другой причине), образуя пену, будучи сравнительно легким, «плавающая» на поверхности раздела с буровым раствором, расширяясь и проникая в самые «глухие» уголки заколонного пространства, максимально вытеснит буровой раствор. Остатки раствора, его корку сдавит. В заколонном пространстве останется химически стойкое высокопористое упруго - эластичное нефилтрующееся, не разрывающее горные породы и непроницаемое тело, силой внутриворотового давления, превышающего пластовые, вдавленное в кольцевой зазор и «навсегда» исключающее всякое самопроизвольное перемещение флюидов.

Пока это только идея, возникающая при наблюдении, как полно, качественно удастся тампонировать даже узкие щели вздувающейся липнущей к поверхностям монтажной полиуретановой пеной, теперь широко применяемой в строительстве.

Идея, надежды на которую укрепляются, когда имеешь дело с мягкими, упругими, долговечными изделиями из пенополиуретана.

Представляется, что в первую очередь «пенополиуретановая технология» изоляции заколонного пространства скважины проще осуществима и скорее требуется для изоляции колонн-кондукторов в зоне многолетнемерзлых пород.

УДК 622.276.64

Исследование и разработка растворов поверхностно-активных веществ для заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов

М.К. Рогачев – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;
А.Н. Кузнецова – аспирант

(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

В ближайшей перспективе Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн по-прежнему останется основным источником запасов углеводородов в нашей стране. По данным [1], в бассейне содержится около двух третей отечественных запасов нефти. Наиболее значимым для

региона является раннемеловой неокотский нефтегазоносный комплекс (НГК). Залежи крупнейших месторождений, как региона, так и страны относятся именно к этому комплексу. В настоящее время все эти залежи характеризуются высокой степенью выработанности и

обводнённости. Следующими по значимости в регионе, после неокомского, являются средне-верхнеюрский глинисто-песчаный васюганский НГК и под васюганский нижне-среднеюрский НГК, включающий тюменскую свиту. Совместные запасы юрских отложений тюменской и васюганской свит составляют 27% от запасов Западной Сибири. Породы-коллекторы, слагающие эти свиты, представлены полимиктовыми серыми и светло-серыми песчаниками, с линзовидными прослоями глин. В выше-лежащих подсвитах песчаники замещаются глинами и алевролитами. Фильтрационно-емкостные свойства этих горных пород отличаются низкими значениями. Следовательно, перспектива прироста запасов Западной Сибири связана с низкопроницаемыми полимиктовыми коллекторами.

Традиционным методом эксплуатации месторождений в Российской Федерации является заводнение. Но стандартное заводнение в условиях низкопроницаемых полимиктовых коллекторов является малоэффективным. Одним из способов повышения эффективности заводнения, как показывает отечественный и зарубежный нефтепромысловый опыт, является улучшение свойств закачиваемой в пласт воды путем добавления к ней поверхностно-активных веществ (ПАВ) [2, 3, 4]. Закачка в пласт водных растворов ПАВ позволяет снизить поверхностное натяжение на границах раздела фаз в системе «нефть-газ-вода-порода», обеспечивая тем самым повышение коэффициента извлечения нефти. Кроме того, применение ПАВ позволяет решать важнейшую для полимиктовых пород-коллекторов проблему - набухание содержащихся в их составе глинистых минералов. Известно, что определенные ПАВ способны подавлять гидратацию и набухание глин, что в пластовых условиях должно привести к увеличению фазовой проницаемости полимиктовых пород-коллекторов по нефти и в целом повысить эффективность системы заводнения.

Однако выбор ПАВ (из широкого спектра известных реагентов) для системы заводнения (системы ППД) конкретного месторождения является непростой задачей. До сих пор не существует единой системы критериев, по которой можно сделать однозначные выводы об эффективности и области применения того или иного реагента. В справочнике [5] приводятся следующие возможности оценки действия растворов ПАВ: непосредственная оценка действия; использование критериев, основанных на качественных представлениях, например, гидрофильно-липофильный баланс; использование физико-химических показателей эффективности.

С практической точки зрения, в первую очередь необходимо, чтобы раствор ПАВ оказывал влияние на процессы смачивания пород-коллекторов и обладал нефтеотмывающими способностями. Для выполнения этих условий необходимо, чтобы растворы ПАВ могли участвовать в диспергации гетерогенных систем, в процессах образования или разрушения гидрофобизирующих

пленок, а также обладали стабилизирующим или же наоборот дестабилизирующим свойствами. Оценить эффективность этих действий можно по физико-химическим показателям, таким как: $\Delta\sigma$ – изменение поверхностного натяжения, ККМ (C_p) – критическая концентрация мицеллообразования,

$\frac{\Delta\sigma}{C_p}$ – максимальный удельный эффект,

$\Delta\cos\theta$ – изменение косинуса угла смачивания, Γ – адсорбция, W – работа адсорбции, $K_{уст}$ – коэффициент устойчивости системы, S_{∞} – максимальная поверхность, которую может стабилизировать ПАВ и в каких концентрационных пределах. Представленные показатели определяются экспериментально, а прочие характеристики рассчитываются. Но кроме характеристик продуктивности, выбранный реагент должен быть совместим с пластовой водой, а также не вызывать (или подавлять) набухание глин.

В настоящей статье представлены первые результаты проводимых авторами исследований, целью которых является обоснование технологии заводнения низкопроницаемых полимиктовых коллекторов с использованием ПАВ. В качестве ПАВ в экспериментах использовался реагент под условным названием НГ-2 (ПАВ на основе этоксилированных аминов). Основными критериями первоначального выбора данного ПАВ были следующие: высокая поверхностная активность (согласно паспортной характеристике), растворимость в воде, доступность, экологическая безопасность.

Исследование состояло из следующих этапов:

- определение совместимости ПАВ с пластовой водой и с водами разной минерализации;
- исследование межфазного натяжения на границе «раствор ПАВ – нефть»;
- определение смачиваемости пород-коллекторов;
- определение набухания глин.

На первом этапе исследования определяли оптимальную концентрацию и ККМ реагента путем определения и построения графика экспериментальной зависимости межфазного натяжения на границе «дистиллированная вода - керосин» от массовой концентрации НГ-2 в воде (рис. 1). Межфазное натяжение

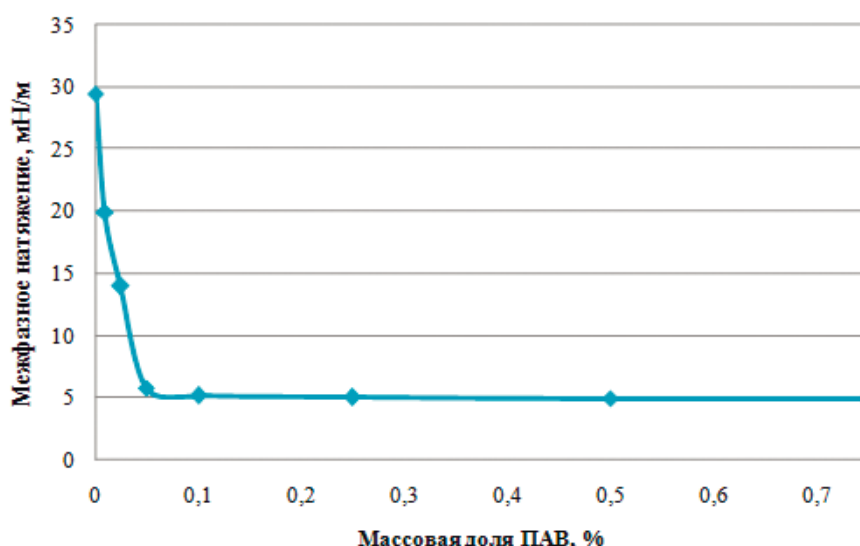


Рис. 1. Зависимость межфазного натяжения на границе «дистиллированная вода - керосин» от массовой концентрации НГ-2 в воде.

измерялось с использованием автоматизированного прибора для измерения краевого угла смачивания и поверхностного/межфазного натяжения EASYDROP (система анализа формы капли).

Оптимальной концентрации ПАВ соответствует критическая концентрация мицеллообразования (ККМ), выше которой не происходит значительного изменения межфазного натяжения. На графике, построенном в полулогарифмических координатах, присутствует перегиб, по которому и определяется ККМ. В нашем случае, ККМ соответствует концентрации ПАВ (НГ-2) в воде 0,05% по массе (рис. 2).

Для более эффективного использования ПАВ, с учетом адсорбционных процессов, рекомендуется использовать более высокую концентрацию ПАВ, превышающую ККМ на 0,05–0,15% массовых. В результате, для дальнейших исследований в качестве оптимальной концентрации НГ-2 в воде была принята концентрация 0,1% (по массе).

При моделировании пластовых условий в качестве объекта исследований были выбраны верхне-среднеюрские отложения васюганской свиты, а именно продуктивный пласт Ю₁. На первом этапе производилась оценка совместимости реагента НГ-2 с пластовыми водами, отобранными из разных скважин, а также с моделью воды пласта Ю₁.

Сначала исследуемые воды термостатировались в течение 3 дней при пластовой температуре (100 °С) для определения их стабильности. Затем оценивалась совместимость НГ-2 с этими водами (при концентрации реагента 0,01% масс.) при стандартной и пластовой температурах. При 20 °С реагент НГ-2 оказался совместимым со всеми исследуемыми водами.

Из таблицы 1 видно, что реагент НГ-2 совместим практически со всеми водами пласта Ю₁, которые стабильны при пластовой температуре (100 °С). Таким образом, дальнейшее изучение свойств раствора данного ПАВ является целесообразным.

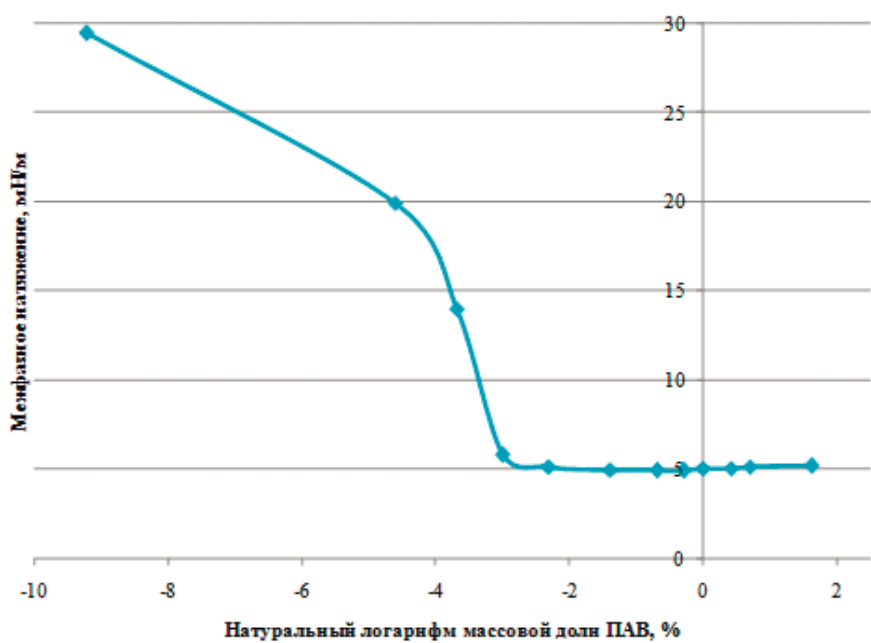


Рис. 2. Зависимость межфазного натяжения на границе «дистиллированная вода - керосин» от натурального логарифма массовой концентрации НГ-2 в воде.

Как видно из рисунка 1, добавление НГ-2 в воду в количестве 0,1% (по массе) приводит к снижению межфазного натяжения на границе «вода – керосин»

Таблица 1. Результаты определения совместимости реагента НГ-2 с пластовыми водами.

Проба воды из скважины №	Свойства пластовых вод без и с добавлением реагента НГ-2 (0,1% масс.)		
	Внешний вид пробы воды (при 20 °С)	Стабильность воды (при пластовой температуре)	Совместимость НГ-2 с водой (при пластовой температуре)
Скважина 1	прозрачная бесцветная жидкость	стабильна, осадка нет	Совместим
Скважина 2	прозрачная бесцветная жидкость	стабильна, осадка нет	выпадает осадок
Скважина 3	прозрачная желтоватая жидкость	нестабильна, осадок	выпадает осадок
Скважина 4	прозрачная светло-желтая жидкость	нестабильна, осадок	выпадает осадок
Скважина 5	слабо-прозрачная желтая жидкость	нестабильна, осадок	выпадает осадок
Скважина 6	прозрачная бесцветная жидкость	стабильна, осадка нет	Совместим
Модель пластовой воды	прозрачная бесцветная жидкость	стабильна, осадка нет	Совместим

более, чем в 6 раз. Но кроме межфазного натяжения при выборе водного раствора ПАВ для закачки в пласт важную роль играет такой параметр, как смачиваемость поверхности порового пространства породы-коллектора, от которой зависит нефтеотмывающая способность раствора ПАВ.

Исследование влияния НГ-2 на смачиваемость твёрдой поверхности проводилось путем измерения краевых углов смачивания на кварцевом стекле (при этом моделировалась поверхность породы-коллектора), а также на металлической пластинке (моделировалась поверхность скважинного оборудования). При этом определяли углы смачивания твёрдой поверхности дистиллированной и пластовой водой, керосином и 0,1%-ным водным раствором НГ-2. В результате оказалось, что обработка поверхности раствором НГ-2 приводит к увеличению смачиваемости водой как горной породы (более, чем в 10 раз), так и металлической поверхности (более, чем в 2,5 раза). Как известно, нефтенасыщенная порода-коллектор – это среда со смешанной смачиваемостью, где гидрофобные поверхности образуют сквозные пути по крупным порам, а более мелкие поры являются гидрофильными. Смачивающая фаза легко движется по наиболее мелким, менее проницаемым порам. Таким образом, относительная фазовая проницаемость (ОФП) флюида тем выше, чем меньше смачиваемость породы этим флюидом. Следовательно, ОФП нефти выше в гидрофильной среде (рис. 3).

Таким образом, использование раствора НГ-2 приводит к гидрофилизации поверхности порового пространства породы, где в результате нефть движется по крупным порам, а вода впитывается в более мелкие и вытесняет оттуда нефть к крупным порам, повышая тем самым ОФП нефти и нефтенасыщенность, а также понижая скорость движения фронта вытеснения.

На следующем этапе работы исследовали влияние раствора ПАВ на набухание глин. Опыты проводились с каолиновой глиной. Проверялась величина набухания глины при контакте с дистиллированной водой, с моделью пластовой воды (Ю_1) и растворами НГ-2 в дистиллированной и пластовой воде. Исследования проводились по экспресс-методике, предложенной в [7]. Методика состоит в измерении объема глиняной навески до добавления жидкости, а затем после. В процессе исследований

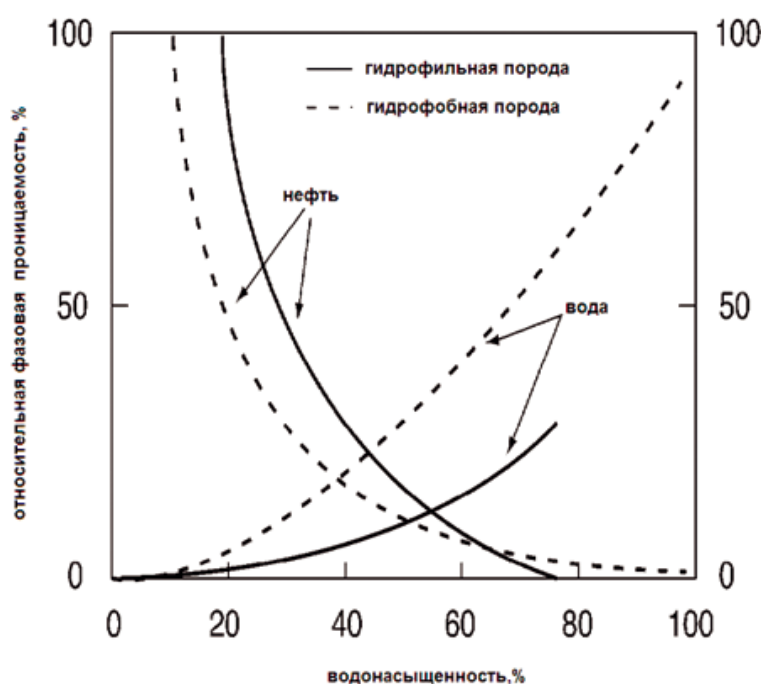


Рис. 3. Вид кривых ОФП при вытеснении нефти водой в зависимости от типа смачиваемости образца породы [6].

фиксируется изменение объема навески. Динамика процесса представлена на рисунке 4, где по оси ординат откладывается отношение объема глины в конкретный момент времени (V_i) к первоначальному объему сухой глины (V_0).

Из графиков на рисунке 4 видно, что добавление 0,1% (по массе) НГ-2 в пластовую воду снижает гидратацию глин по сравнению с закачкой пластовой

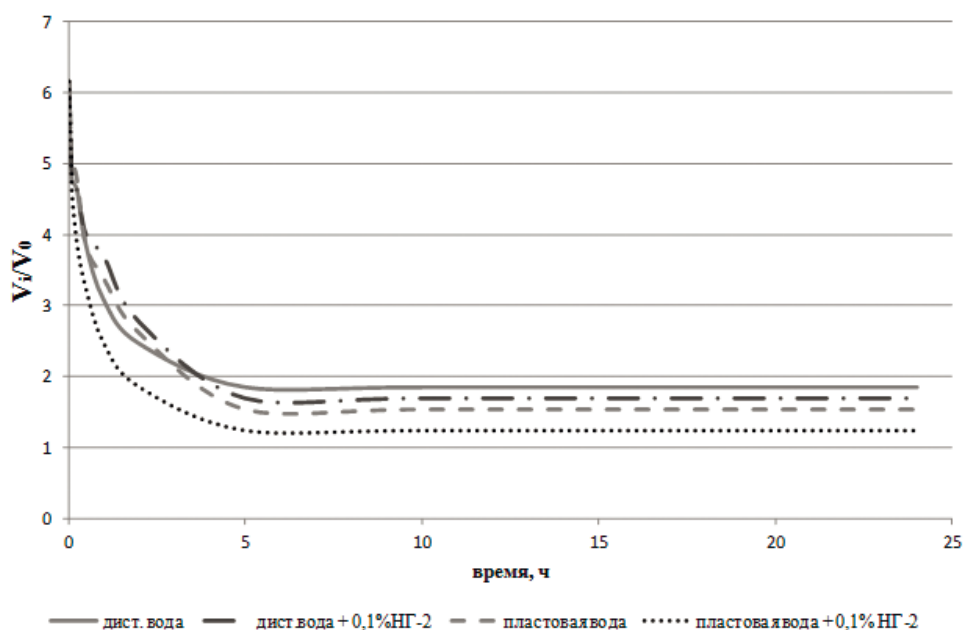


Рис. 4. Динамика изменения относительного объема глинистых частиц в водных растворах.

воды в чистом виде. Таким образом, использование НГ-2 в системе заводнения позволит повысить коэффициент извлечения нефти за счет снижения гидратации глин и, как следствие, увеличения проницаемости полимиктовых пород-коллекторов.

Дополнительно были проведены исследования влияния реагента НГ-2 на процесс коррозии металла (сталь марки Ст3). Исследования процесса коррозии металла проводились методом поляризационного сопротивления, при котором скорость коррозии определяют, исходя из величины поляризационного тока и потенциала поляризации. Перед проведением опытов электрохимическую ячейку заполняли требуемым количеством испытуемой жидкости (проточной или пластовой водой, без или с добавлением к ней НГ-2 в количестве 0,1% по массе). Подготовленные электроды помещали в электрохимическую ячейку с испытуемой средой, при помощи потенциостата в течение интервала времени длительностью не менее 90 минут контролировалось изменение скорости общей коррозии в водной фазе. Измерения проводились до тех пор, пока получаемые значения не стабилизировались. Периодичность замеров скорости коррозии – 1 раз в 10 мин.

На рисунке 5 показаны зависимости скорости коррозии стали марки Ст3 от длительности проведения эксперимента для различных исследуемых жидкостей.

Как видно из рисунка 5, средняя скорость коррозии стали марки Ст3 в проточной воде составляет 0,03 мм/год, а в пластовой воде – 0,15 мм/год. Добавление к этим водам НГ-2 в количестве 0,1% (по массе) приводит к снижению коррозии стали более, чем в 2 раза. Следовательно, исследуемый ПАВ (НГ-2) при закачке в пласт в виде водных растворов способен оказывать защитное антикоррозионное действие по отношению к металлу внутрискважинного оборудования.

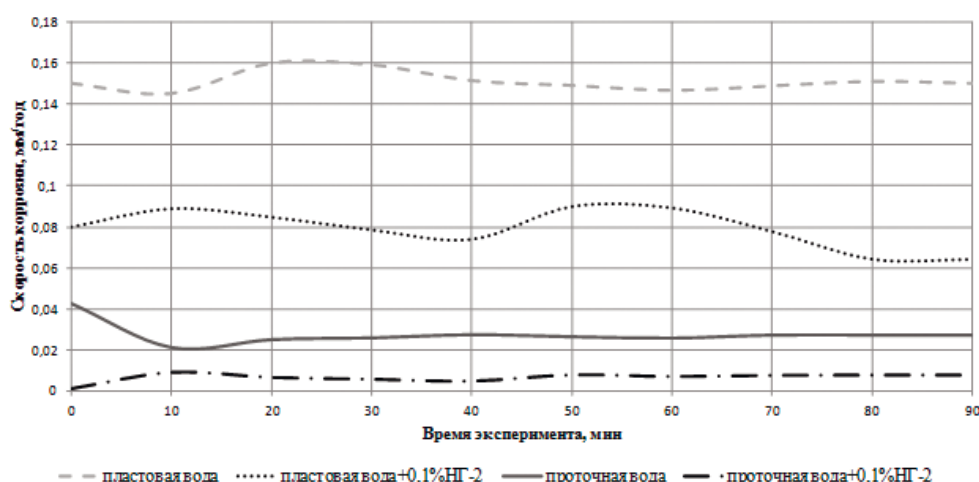


Рис. 5. Скорость коррозии стали марки Ст3 в различных жидкостях.

Как показали наши предыдущие исследования [8], помимо известной способности оказывать влияние на процессы, происходящие на границах раздела фаз в пластовой системе «нефть-газ-вода-порода» [2], ПАВ типа исследованного реагента способны диффундировать из водного раствора в нефть, оказывая диспергирующее действие на основные структурообразующие компоненты пластовой нефти – асфальтены, вследствие чего улучшаются ее реологические и фильтрационные свойства. Результаты этих исследований позволили расширить представление о функциональных свойствах ПАВ и показали возможность их эффективного использования не только при закачке в пласт через нагнетательные скважины системы поддержания пластового давления, но и в составе других технологических жидкостей (при перфорации и глушении скважин, при обработках призабойной зоны пласта).

Таким образом, результаты проведенных исследований показали возможность эффективного применения реагента НГ-2 в качестве добавки к закачиваемой в пласт воде на месторождениях с низкопроницаемыми полимиктовыми коллекторами. Добавление этого ПАВ к закачиваемой в пласт воде позволит повысить ее нефтеотмывающую способность, направленно регулировать смачиваемость пород-коллекторов, снизить гидратацию глин в их составе, и в конечном итоге повысить коэффициент извлечения нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов России в 2013 г.».
2. Бабалян Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти. – М.: Недра, 1974. – 200 с.
3. Сидоровский В.А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. – М.: Недра, 1978. – 256 с.
4. Ланге К.Р. Поверхностно-активные вещества: синтез, свойства, анализ, применение (под науч. ред. Л.П. Зайченко). – С-Пб: Профессия, 2007. – 240 с.

REFERENCES

1. State report "About state and use of mineral resources of Russia in 2013".
2. Babaljan G.A. Physico-chemical processes in oil production. – M.: Nedra, 1974. – 200 p.
3. Sidorovskij V.A. Formation drilling and productivity increase. – M.: Nedra, 1978. – 256 p.
4. Lange K.R. Surfactants: synthesis, properties, analysis, application (under the scientific. end L.P.Zajchenko). – SPb: Profession, 2007. – 240 p.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

5. Абрамзон А.А., Бочаров В.В., Гаевой Г.М. и др. Поверхностно-активные вещества: Справочник под ред. А.А. Абрамзона и Г.М. Гаевого. – Л.: Химия, 1979. – 376 с.
6. Jonnings, H.J.Jr.: «Surface properties of Natural and Synthetic porous media» Prod. Monthly (March 1957), 21, №5. – с. 20-24.
7. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф. Кислотные обработки пластов и методики испытаний кислотных составов. – Учебное пособие для студентов вузов. – М.: РГУ имени И.М. Губкина, 2011. – 120 с.
8. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти – М.: Недра, 2006. – 295 с.

REFERENCES (ending)

5. Abramson A.A., Bocharov V.V., Hajovy, G.M. etc. Surfactants. Guide under editorship of Abramson A.A., Hajovy, G.M. – L.: Chemistry, 1979. – 376 p.
6. Jonnings, H.J.Jr.: «Surface properties of Natural and Synthetic porous media» Prod. Monthly (March 1957), #21. – №5. – 20-24 p.
7. Silin M.A., Magadova L.A., Cygankov V.A., Muhin M.M., Davletshina L.F. Acid treatment of formations and methods of acid compositions testing Textbook for University students. – M.: Russian state University of Gubkin, 2011. – 120 p.
8. Rogachev M.K., Strizhnev K.V. Troubles in oil recovery preventing – M.: Nedra, 2006. – 295 p.

УДК 622.276.1/.4

Вероятностная модель массивных залежей нефти в верхнекаменноугольных и силурийско-девонских карбонатных отложениях Тимано-Печорской провинции

¹Д.А. Скуба – канд. г.-м. наук; ¹М.Г. Колбунов – зав. сектором;

²О.В. Савенок – доктор техн. наук, доцент;

²В.Н. Соловьёва – канд. техн. наук, с.н.с., доцент
(ООО «НК «Роснефть» – НТЦ);

²Кубанский государственный технологический университет)

В данной статье для разработки геолого-гидродинамической модели массивных залежей нефти, приуроченных к карбонатным отложениям Тимано-Печорской провинции, использованы исследования, выполненные на южной группе месторождений ООО «НК «Роснефть» – Северная нефть», которая включает в себя все типы залежей нефти, характерные для названного района.

Горные породы залежей нефти в верхнекаменноугольных отложениях сложены органогенно-детритовыми, суглинисто-комковатыми известняками с небольшой примесью глинистого и мелкоалевролитового материала, неравномерно перекристаллизованы, окремнены,

доломитизированы, встречаются рыхлые разности, имеются открытые трещины и каверны выщелачивания, размером 0,5-3,5 мм, которые образованы по межформенным порам и по ходу открытых многочисленных трещин. Каверны отмечаются по всему разрезу, с ростом кавернозности увеличивается пористость. Основную ёмкость коллектора составляют поры и каверны выщелачивания, остальные поры имеют подчинённое значение. Тип коллектора поровый, каверно-поровый, трещинно-каверно-поровый.

Для верхнекаменноугольных отложений характерна весьма разнородная картина продуктивности по разрезу, проявляющаяся, прежде всего, в ухудшении

продуктивных свойств коллекторов в направлении снизу-вверх, в наличии в объёме пород высокопроницаемых трещиноватых включений различных размеров, высокая проводимость нижней водоносной пачки пород.

Коллекторами в девонских залежах являются в основном доломиты и обломочные породы, брекчии, конгломераты-брекчии, иногда встречаются целые пачки брекчий и обломков разнотекстурных доломитов с водорослевыми и детритовыми известняками и монокристаллами кальцита, например, в скважине №15 Баганского месторождения. Пустотное пространство пород-коллекторов образовано порами диа-эпигенетической доломитизации с размером 0,2-0,3 мм и порами перекристаллизации и выщелачивания с размером до 0,6-2,0 мм в совокупности с системой трещин. Распределение поровой ёмкости неравномерное, фильтрация обусловлена открытыми трещинами. Тип коллектора трещинный и трещинно-поровый.

На Баганском месторождении в 2004 году была пробурена с отбором керна в девонских отложениях эксплуатационная скважина №218, в которой вынос керна составил 96%. Керновый материал из скважины №218 представлен в основном мергелями, доломитами, глинистыми известняками и отдельными прослоями глин. Они оказались непроницаемыми, хотя исследуемый керн представлял собой частично разрушенный по макротрещинам каменный материал. Соответственно приток пластовых жидкостей из девонских отложений в этой скважине не был получен. По данным ГИС интервал отбора керна соответствовал интервалу разреза между девоном и силуром, тем не менее, следует заметить, что непроницаемые, возможно слабонефтенасыщенные включения различного размера характерны вообще для всего массива карбонатных отложений (имеются ввиду границы залежей нефти). Например, в скважине №141 Сандивейского месторождения в верхнекаменноугольной залежи коэффициент гранулярности (песчаности) составляет всего 0,04, приток практически отсутствует, в то время как в рядом расположенных скважинах (расстояние 900 м) коэффициент гранулярности составляет 0,18-0,24 – скважины №29 и №257 (средний по залежи – 0,25). Можно предположить, что отклонение ствола в скважине №218 Баганского месторождения в сторону проницаемых зон в девонских отложениях позволило бы получить девонскую нефть из этой скважины.

Породы-коллекторы нижнесилурийских залежей представлены вторичными доломитами. Ёмкость коллектора также связана с порами диаэпигенетической доломитизации и порами выщелачивания, образованными на основе первых пор и вдоль открытых трещин. Коллекторы относятся к трещинно-каверново-поровому и каверново-порово-трещинному типам. Коллекторы различного типа в массиве отложений размещены хаотически (незакономерно) и создают сложно построенный единый резервуар.

По интерпретации ГИС в разрезе пород всех отложений выделяется множество высоконфтенасыщенных (нефтенасыщенность 0,770-0,926) слойчиков, толщиной от 0,2-0,4 м до 1,2-1,6 м, имеющих различную проницаемость (по ГИС и по кернам) в верхнекаменноугольных отложениях – от 0,002-0,010 мкм² до 2,0-2,5 мкм² и даже 12-17 мкм², на Веякошорском месторождении – до 25-45 мкм², в девонских и силурийских отложениях – от 0,002-0,005 мкм² до 0,25-1,4 мкм², иногда до 47 мкм² (скважина №218, водоносная зона). Количество этих слоев достигает 15-20, их суммарная толщина колеблется в основном от 0,10 до 0,30 от общей толщины, имея минимум до

0,04-0,07, максимум – до 0,40-0,50. В среднем на 5 м общей толщины приходится один прослой.

Для примера покажем сопоставление разрезов скважин, расположенных даже на очень близком расстоянии друг от друга. Так на Сандивейском месторождении некоторые эксплуатационные скважины пробурены на расстоянии 50-100 м от поисковых скважин, показывает, что выделенные нефтенасыщенные слои расположены в скважинах на различной высоте от кровли и не коррелируются друг с другом в ближайших скважинах, фактически они расположены хаотически, случайно, хотя в целом залежи характеризуются устойчивыми статистическими характеристиками. Геологический разрез залежей в верхнекаменноугольных и силурийско-девонских отложениях Сандивейского и Баганского месторождений показаны на рисунках 1 и 2. Рассмотрим пример вышесказанного. В скважине №23 Сандивейского месторождения, расположенной на расстоянии 290 м от скважины №127, в верхней пачке верхнекаменноугольных отложений выделено 2 нефтенасыщенных прослоя, толщиной 1,0-1,5 м, а в скважине №127 оказалось 3 слоя, толщиной 0,7-1,1 м, соответственно толщина непроницаемых разделов между слоями уменьшилась с 10 м до 6 м и менее. На Баганском месторождении в скважине №215 в девоне выделяется по ГИС в прикровельной зоне высокопроницаемый слойчик, толщиной 0,7 м и проницаемостью 1,5 мкм², причём этот слой и контактирующий с ним прослой, толщиной 0,4 м, находятся в массиве непроницаемых, возможно низкоёмких пород – ниже залегает 30 м таких пород. Этот высокопроницаемый слой не обнаруживается в рядом пробуренных скважинах, в которых по ГИС выделяются слои лишь с проницаемостью 0,003-0,020 мкм². Также не обнаруживается и 30-метровый массив низкоёмких пород – здесь породы оказались расчленены проницаемыми слоями, т.е. прогнозировать положение проницаемого прослоя можно лишь с некоторой вероятностью, при этом весь массив пород гидродинамически связан за счёт наличия множества трещин различной проводимости и протяжённости.

К статистическим характеристикам, определяющим вероятностную модель залежей, можно отнести следующие параметры:

- доля эффективной нефтенасыщенной толщины от общей (аналог коэффициента песчаности);
- коэффициент расчленённости;
- удельная расчленённость на 1 м общей толщины;
- средняя толщина прослоя с эффективной нефтенасыщенностью и его протяжённость и прерывистость;
- доля низкоёмких нефтенасыщенных зон;
- послойная неоднородность разреза;
- зональная неоднородность по продуктивности;
- проницаемость пород;
- трещинно-кавернозная ёмкость пород.

Последний параметр определяется при исследовании керна, по промысловым исследованиям «мечеными» жидкостями и по динамике обводнения скважин. Для рассматриваемых отложений трещинная ёмкость пород оценивается на уровне 0,2-0,4%, проницаемость радиальных зон – 2,5-3,5 мкм². Средние статистические характеристики проанализированной группы месторождений приведены в таблице 1.

В монолитных зонах как между горизонтами, так и в пределах горизонтов наличие высокопроницаемых интервалов определено термодобитометрическими

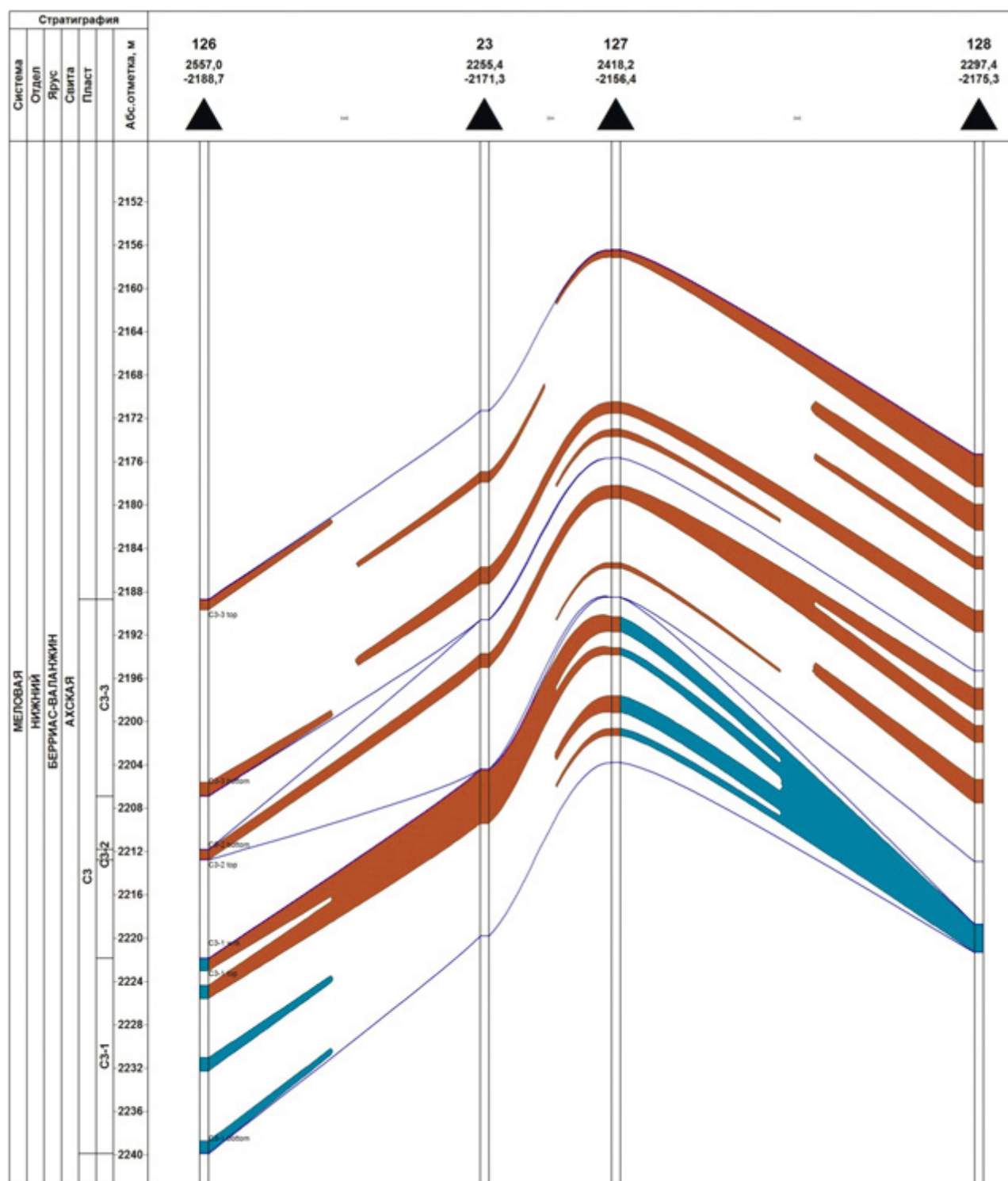


Рис. 1. Геологический разрез верхнекаменноугольных (C3) продуктивных отложений Сандивейского месторождения по линии скважин №№126-23-127-128.

исследованиями в большом количестве скважин, особенно в силурийско-девонских отложениях (перфорация этих зон, по-видимому, оказалась возможной, в связи с использованием различных методов интерпретации ГИС) – скважины №№2, 3, 15, 42, 43, 204, 210 и др. Баганского месторождения. Приток нефти из всех этих зон свидетельствует о наличии трещин в этом массиве пород.

Так же по данным термодобитометрии в верхнекаменноугольных отложениях Сандивейского месторождения обнаружены высокопроницаемые слои толщиной 2-3 м, которые иногда соединяют несколько скважин. Например, нагнетательная скважина №155 и добывающие скважины №139 и №1122 соединены высокопроницаемым слоем, расположенным на абсолютных отметках – 2180-2182 м. Такие

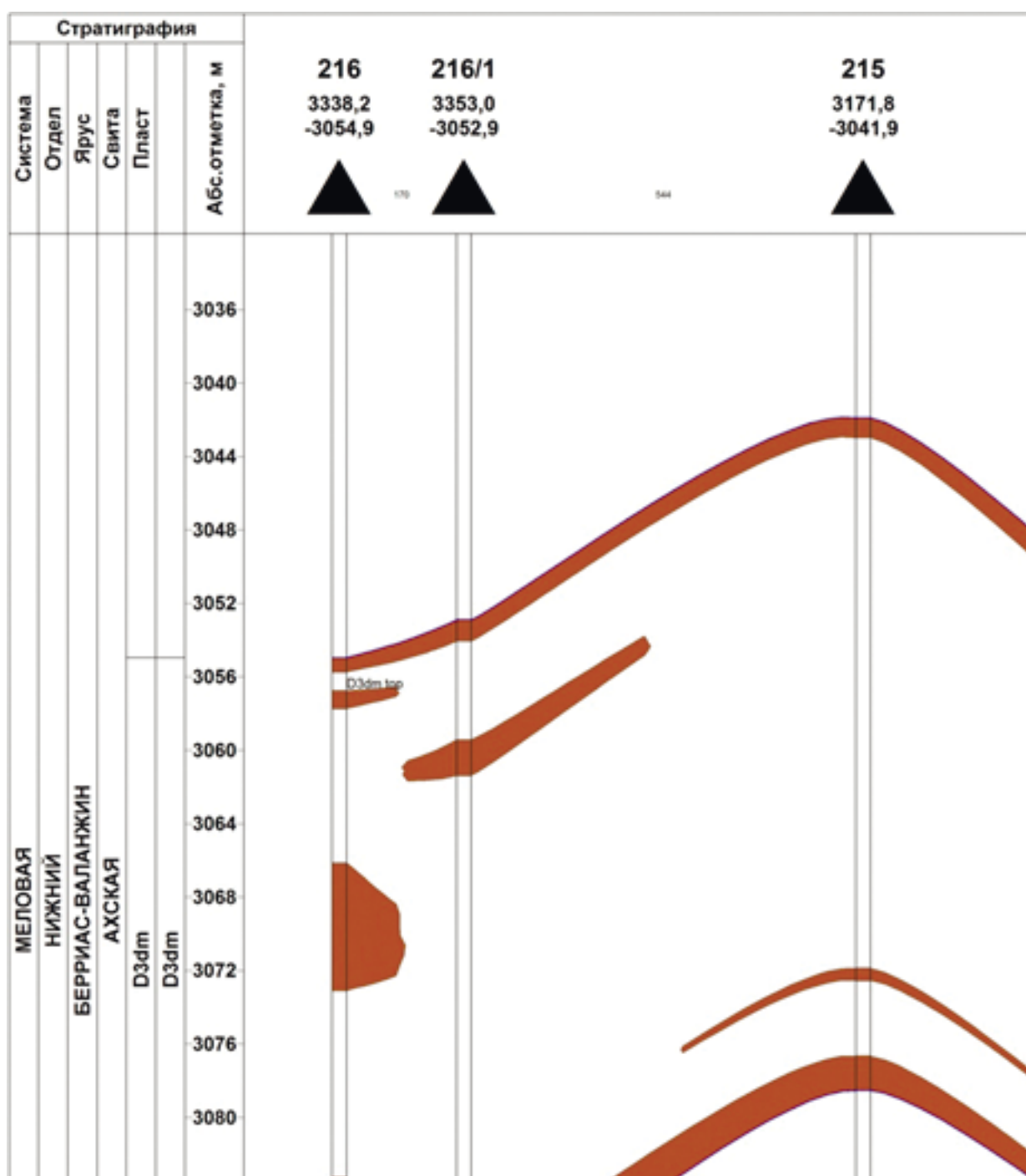


Рис. 2. Геологический разрез верхнедевонских отложений (D3dm) продуктивных отложений Баганского месторождения по линии скважин №№216-216/1-215-217.

слои создают в пласте протяжённые транспортирующие горизонтальные каналы и приводят к раннему обводнению скважин. Так, скважина №139 обводнилась через 24 месяца после начала закачки в скважину №155 (расстояние между указанными скважинами 1475 м), а скважина №1122 обводнилась через 8 месяцев после ввода в эксплуатацию нагнетательной скважины №155 при этом расстояние между указанными скважинами 900 м (рисунок 3). До этого периода обе скважины эксплуатировались более 3 лет практически без воды, период обводнения этих скважин составил около 3 ме-

сяцев. После обводнения скважины №139 и №1122 остановлены. Очевидно, что вероятность наличия трещиноватых высокопроницаемых пород-коллекторов требует применения систем воздействия, рекомендуемых для аналогичных коллекторов.

В монолитных зонах как между горизонтами, так и в пределах горизонтов наличие высокопроницаемых интервалов определено термодобитометрическими исследованиями в большом количестве скважин, особенно в силурийско-девонских отложениях (перфорация этих зон, по-видимому, оказалась возможной, в связи с

Таблица 1. Результаты покоэффициентного расчёта нефтеотдачи по разрабатываемым месторождениям с залежами нефти в отложениях P_1 , C_3 и S_1 .

Месторождение	Эксплуатационный объект	Система разработки, сетка скважин, средняя плотность сетки скважин	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Коэффициент песчаности, доли ед.	Неоднородность, V^2	Предельная обводнённость, %	Коэффициент сетки, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Коэффициент заводнения, доли ед.	Коэффициент нефтеотдачи, доли ед.
Веякошорское (в целом)	C_3	естественный водонапорный режим, 562 м, 31,6 га/скв.	2,35	0,23	$1,0 \div 0,834$	95	0,829	0,566	0,840	0,394
Салюкинское (южный и центральный участки)	C_3	блочная трёхрядная, 200-250-300 м, 6,25 га/скв.	17,3	0,16	1,0	95	0,957	0,566	0,602	0,326
Сандивейское (в целом)	C_3	площадная семиточечная, 900 м, 70,7 га/скв.	2,77	0,34	$2,0 \div 3,5$	95	0,735	0,566	0,461	0,192
Южно-Баганское (разрабатываемая часть)	$P_1 + C_3$	площадная семиточечная, 500 м, 21,7 га/скв.	11,3	0,166	$1,0 \div 1,1$	95	0,860	0,566	0,626	0,305
Баганское (южный участок)	S_1	приконтурное заводнение, 546 м, 26 га/скв.	0,76	0,199	1,0	95	0,846	0,645	0,770	0,420

использованием различных методов интерпретации ГИС) – скважины №№2, 3, 15, 42, 43, 204, 210 и др. Баганского месторождения. Приток нефти из всех этих зон свидетельствует о наличии трещин в этом массиве пород.

Так же по данным термодобитометрии в верхнекаменноугольных отложениях Сандивейского месторождения обнаружены высокопроницаемые слои толщиной 2-3 м, которые иногда соединяют несколько скважин. Например, нагнетательная скважина №155 и добывающие скважины №139 и №1122 соединены высокопроницаемым слоем, расположенным на абсолютных отметках – 2180-2182 м. Такие слои создают в пласте протяжённые транспортирующие горизонтальные каналы и приводят к раннему обводнению скважин. Так, скважина №139 обводнилась через 24 месяца после начала закачки в скважину №155 (расстояние между указанными скважинами 1475 м), а скважина №1122 обводнилась через 8 месяцев после ввода в эксплуатацию нагнетательной скважины №155 при этом расстояние между указанными скважинами 900 м (рисунок 3). До этого периода обе скважины эксплуатировались более 3 лет практически без воды, период обводнения этих скважин составил около 3 месяцев. После обводнения скважины №139 и №1122 остановлены. Очевидно, что вероятность наличия трещиноватых высокопроницаемых пород-коллекторов

требует применения систем воздействия, рекомендуемых для аналогичных коллекторов.

Другой характер обводнения наблюдался в скважине №24, которая была введена в эксплуатацию одна из первых в 1997 году с дебитом нефти около 200 тонн/сут. Маловодный (0-3-5% обводнённости) период эксплуатации продолжался 1,5 года. Снижение дебита жидкости в этот период связано с падением пластового давления и фонтанным способом эксплуатации. Затем скважина №24 была переведена на механизированный способ эксплуатации, и началось её обводнение, по своей динамике оно характерно для последовательной поинтервальной выработки дренируемых извлекаемых запасов нефти. Скважина №24 полностью обводнилась и её эксплуатация была остановлена. В 2000 году на месторождении была организована площадная система заводнения. Скважина №24 оказалась в зоне трёх нагнетательных скважин – это скважины №№119, 123 и 155 и она была введена в эксплуатацию. Была получена только вода. В 2002 году скважину №24 ввели вновь в эксплуатацию с ЭЦН после дострела верхнего интервала пласта. За 2,5 года эксплуатации она полностью обводнилась с 50% до 100% и отобрала нефти 77 тыс. тонн и воды 38 тыс. тонн. В её зоне дренирования достигнута нефтеотдача 0,123 (в среднем по залежи нефтеотдача составляет 0,118). Эти данные показывают, что основные

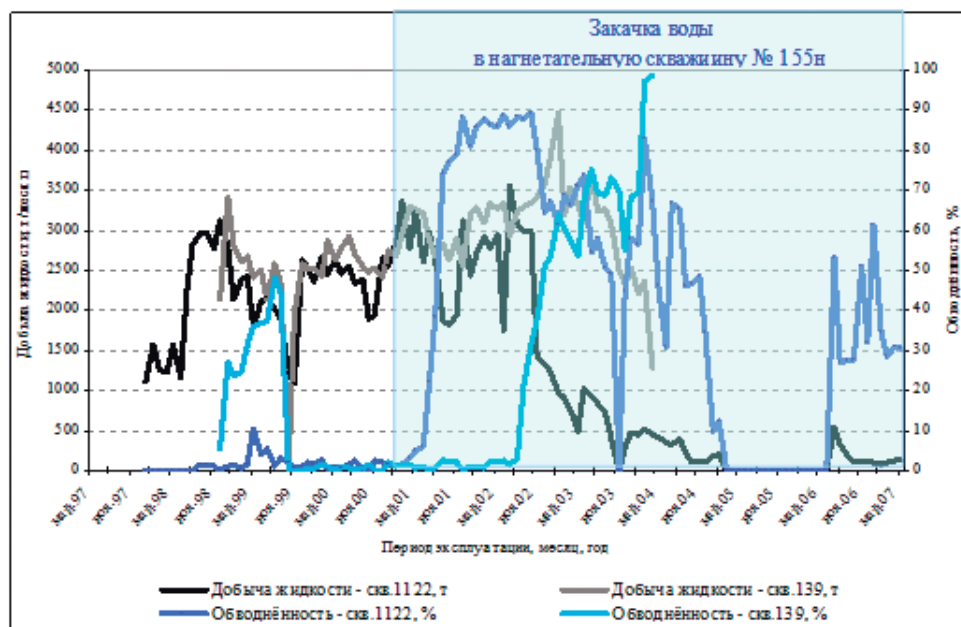


Рис. 3. Динамика технологических показателей разработки добывающих скважин №139 и №122 Сандивейского месторождения.

запасы нефти в зоне скважины №24 выработаны до организации заводнения при влиянии на вытеснение нефти нижней подошвенной воды. После организации заводнения и дострела верхнего интервала пласта была выработана небольшая часть запасов, причём большое влияние на выработку запасов оказало создание высокой депрессии с помощью ЭЦН (рисунок 4).

Анализ направлений движения индикатора показывает, что трещины не имеют определённой направленности, они проходят вдоль и поперёк структуры, покрывая всю залежь. Поэтому все зоны залежей через сеть высокопроводящих трещин гидродинамически взаимосвязаны, и это подтверждается синхронностью изменения пластового давления в разных частях залежи. Примечательным является то, что трещины, покрывая всю залежь, зачастую как бы независимы друг от друга, по-видимому, проходят по разным этажам нефтеносности, возможно, захватывая и подошвенные водонасыщенные коллекторы. Так, например, эозин, закачанный в скважину №119 Сандивейского месторождения, проходит мимо нагнетательной скважины №123, в которую в тот момент велась закачка воды в объёме 76 м³/сут, и идёт к добывающей скважине №152 (расстояние 3150 м), т.е. закачиваемая в скважину №123 вода не отклоняет

поток воды, идущий от скважины №119. Обычно приёмистость нагнетательной скважины №123 составляла 250-350 м³/сут., ко времени проведения эксперимента в неё закачано 240 тыс. м³ воды. Такая же ситуация наблюдается по добывающей скважине №136 (расстояние до скважины №119 составляет 3600 м), находящейся за нагнетательной скважиной №131, работающей с приёмистостью 170 м³/сут. Здесь поток закачиваемой воды проходит мимо скважины №131 от двух нагнетательных скважин – это скважины №119 и №123 (расстояния 900 м и 2325 м соответственно). Аналогичная ситуация по добывающей скважине №109, к которой поток закачиваемой воды доходит от скважины №119 (расстояние 2250 м), проходя мимо нагнетательной скважины №155 (расстояние 700 м), причём приёмистость скважин №119 и №155 в период исследований была одинакова и составляла 232 и 212 м³/сут. (таблица 2, рисунок 5). Потоки, близкие к описываемым, наблюдаются по этой залежи и в других направлениях.

качиваемой воды доходит от скважины №119 (расстояние 2250 м), проходя мимо нагнетательной скважины №155 (расстояние 700 м), причём приёмистость скважин №119 и №155 в период исследований была одинакова и составляла 232 и 212 м³/сут. (таблица 2, рисунок 5). Потоки, близкие к описываемым, наблюдаются по этой залежи и в других направлениях.

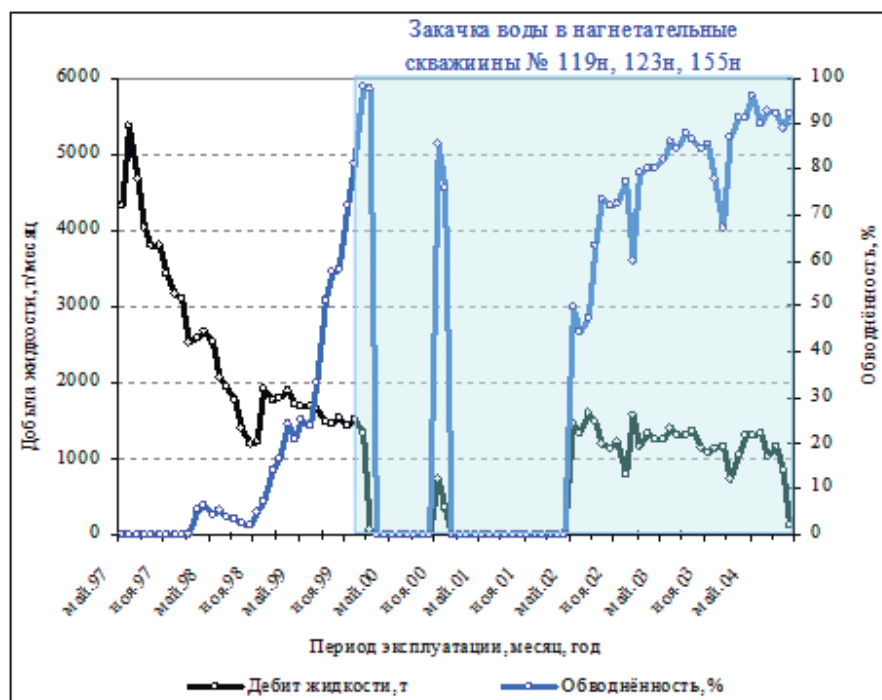


Рис. 4. Динамика технологических показателей разработки добывающей скважины №24 Сандивейского месторождения.

Таблица 2. Неоднородность по скорости пробега меченой жидкости на Сандивейском, Салюкинском и Веякошорском месторождениях.

№ нагнетательной скважины	№№ добывающих скважин	Расстояние до нагнетательной скважины, м	Время появления / исчезновения в скважине, час	Средняя скорость движения в пласте м/час	Квадрат коэффициента вариации скоростей движения индикатора								
					$(x^2)_{cp}$	$(x_{cp})^2$	min	$(x^2)_{cp}$	$(x_{cp})^2$	max	$(x^2)_{cp}$	$(x_{cp})^2$	среднее
Сандивейское месторождение													
123 (Флюоресцеин Н) приёмистость 77 м³/сут.	24, 96, 111, 116, 120, 122, 124, 127, 135, 136, 152	850-3225	(67-600) / (165-1010)	4,5-34,9	359	259	0,389	30	16	0,842	128	85	0,506
119 (Эозин Н) приёмистость 232 м³/сут.	24, 96, 102, 109, 110, 111, 115, 116, 120, 122, 124, 127, 128, 132, 135, 139, 136, 152, 256, 257, 137, 1122	700-4000	(23-1898) / (47-2997)	1,5-159,9	1515	325	3,666	231	25	8,173	325	60	4,449
155 (Флюоресцеин Н) приёмистость 212 м³/сут.	24, 109, 110, 115, 139, 1122	700-1725	(31-1130) / (623-1544)	0,8-27,1	236	164	0,439	3	3	0,308	102	22	3,579
107 (Флюоресцеин Н) приёмистость 104 м³/сут.	102, 109, 110, 256, 257	850-3250	(30-332) / (140-630)	6,1-32,0	396	272	0,458	49	35	0,403	199	109	0,826
134 (Флюоресцеин Н) приёмистость 336 м³/сут.	127, 128, 132, 135, 136, 142, 152	875-3100	(19-908) / (188-1294)	1,0-126,5	3116	1169	1,667	35	18	0,934	1132	228	3,957
138 (Эозин Н) приёмистость 325 м³/сут.	127, 135, 136, 142, 152	850-2700	(28-284) / (210-645)	3,2-34,4	292	162	0,803	53	31	0,680	223	59	2,773

Таблица 2 (продолжение). Неоднородность по скорости пробега меченой жидкости на Сандивейском, Салюкинском и Веякошорском месторождениях.

№ нагнетательной скважины	№№ добывающих скважин	Расстояние до нагнетательной скважины, м	Время появления/ исчезновения индикатора в скважине, час	Средняя скорость движения в пласте индикатора, м/час	Квадрат коэффициента вариации скоростей движения индикатора								
					$(x^2)_{cp}$	$(x_{cp})^2$	min	$(x^2)_{cp}$	$(x_{cp})^2$	max	$(x^2)_{cp}$	$(x_{cp})^2$	среднее
Салюкинское месторождение													
2138 (Флюоресцеин Н) приёмистость 145 м³/сут.	2125, 2143, 2145, 2147, 2153, 2155, 78, 162, 2325, 79, 80, 160	650-3080	(50-907)/ (718-1151)	0,9-49,3	551	238	1,316	4	3	0,252	92	36	1,540
158 (Эозин Н) приёмистость 122 м³/сут.	78, 79, 162, 80, 2128, 160, 2120, 2145, 2147, 2143, 2153, 2155, 2225, 2125, 2123	500-2975	(68-1559)/ (332-2950)	1,3-52,3	235	91	1,577	190	26	6,274	195	40	3,934
158 (Флюоресцеин Н) приёмистость 122 м³/сут.	78, 162, 80, 79, 160, 2147, 2143, 2153, 2155, 2141, 2122, 2126, 2120, 2127, 2128, 2220	500-3000	(46-1772)/ (476-2372)	0,8-11,1	25,8	15,5	0,663	2,4	1,1	1,319	3,8	2,5	0,473
161 (Эозин Н) приёмистость 157 м³/сут.	78, 79, 80, 160, 162	250-650	(42-139)/ (886-1966)	2,8-12,8	59,0	45,7	0,291	0,2	0,1	0,094	5	5	0,134
2131 (Эозин Н) приёмистость 178 м³/сут.	2125, 2126, 2127, 2220, 2122, 2120, 2141, 2147, 2143, 2153	350-1500	(22-811)/ (310-1151)	0,8-56,3	448,9	189,1	1,374	4,5	2,9	0,555	73	38	0,946

Таблица 2 (окончание). Неоднородность по скорости пробега меченой жидкости на Сандивейском, Салюкинском и Веякошорском месторождениях.

№ нагнетательной скважины	№№ добывающих скважин	Расстояние до нагнетательной скважины, м	Время появления / исчезновения индикатора в скважине, час	Средняя скорость движения в пласте м/час	Квадрат коэффициента вариации скоростей движения индикатора								
					$(x^2)_{cp}$	$(x_{cp})^2$	min	$(x^2)_{cp}$	$(x_{cp})^2$	max	$(x^2)_{cp}$	$(x_{cp})^2$	среднее
Веякошорское месторождение													
62 (Эозин Н) приёмистость 510 м³/сут.	58, 504, 505, 508	1638-2325	(2-50) / (95-1124)	38-1329	443879	139353	2,185	149	92	0,620	2238	1545	0,449
506 (Флюоресцен Н) приёмистость 542 м³/сут.	58, 508	788-1800	(12-92) / (457-766)	408-1609	1402924	1077465	0,302	4776	3557	0,343	56145	54976	0,021

На Салюкинской залежи закачиваемая в скважину №158 вода прошла 2975 м к добывающей скважине №2120 мимо нагнетательной скважины №2131, находящейся от скважины №2120 на расстоянии 900 м, при этом приёмистость скважины №2131 в период исследований была немного выше, чем скважины №158, и составляла 178 м³/сут., а скважины №158 – 122 м³/сут. По другим трещинам скважина №2120 взаимосвязана и с нагнетательной скважиной №2131 (таблица 2, рисунок 6). Из-за отсутствия потокометрических исследований в названных скважинах этаж расположения сопоставляемых трещин не ясен.

На Веякошорской залежи показательна работа нагнетательной скважины №506, которая оказалась в водонасыщенной зоне и была переведена под закачку воды с приёмистостью 500 м³/сут. и более. Влияние от закачки в скважине №506 было замечено только в удалённой скважине №503 снижением её обводнённости. Обобщение исследований по закачке трассеров показало, что закачиваемая вода прошла от скважины №506 к ближайшей добывающей скважине №58 (расстояние 788 м), далее мимо следующей за ней добывающей скважины №504 (расстояние 1370 м) и отмечена в скважине №508 на расстоянии 1800 м, т.е. как и на других залежах в массиве нефтенасыщенных пород имеются разнонаправленные высокопроницаемые растресчинные зоны, по которым с большой скоростью проходит закачиваемая вода – до 1329 м/час к скважине №58 от скважины №62 (таблица 2, рисунок 7).

Следует заметить, что весь массив пород внутри и вне залежи Веякошорского месторождения отличается исключительно высокой проницаемостью – до 70 мкм² и выше, и залежь разрабатывается при начальном пластовом давлении с естественным водонапорным режимом. Аналогичные высокопроницаемые зоны были в свое время обнаружены на пермокарбоневой залежи Усинского месторождения в период опробования способа внутрискважинного обводнения.

Сечение массива пород множеством разнонаправленных трещин обеспечивает поступление небольших порций пластовой воды в скважины с начала ввода их в эксплуатацию. Ввиду небольшой ёмкости трещин, доля воды в продукции скважин в этот период небольшая.

Высокая проницаемость трещин, пересекающих не только высокоёмкие разности пород, но и породы, в которых по ГИС не выделяется эффективная нефтенасыщенная ёмкость, обеспечивает хорошую гидродинамическую связь пород зонально и по вертикали. Например, связь по вертикали подтверждается равенством пластовых давлений в пластах СЗ-1 и СЗ-3 на Сандивейском месторождении, а также взаимодействием нижнепермских и верхнекаменноугольных залежей на Салюкинском, Веякошорском и других месторождениях.

Девонские и силурийские залежи, также, как пермские и верхнекаменно-угольные, составляют единую гидродинамическую систему, что подтверждается не только синхронным изменением давления в них, но и данными потокометрических исследований, по которым в 75 % случаев основной приток жидкостей обеспечивает так называемый

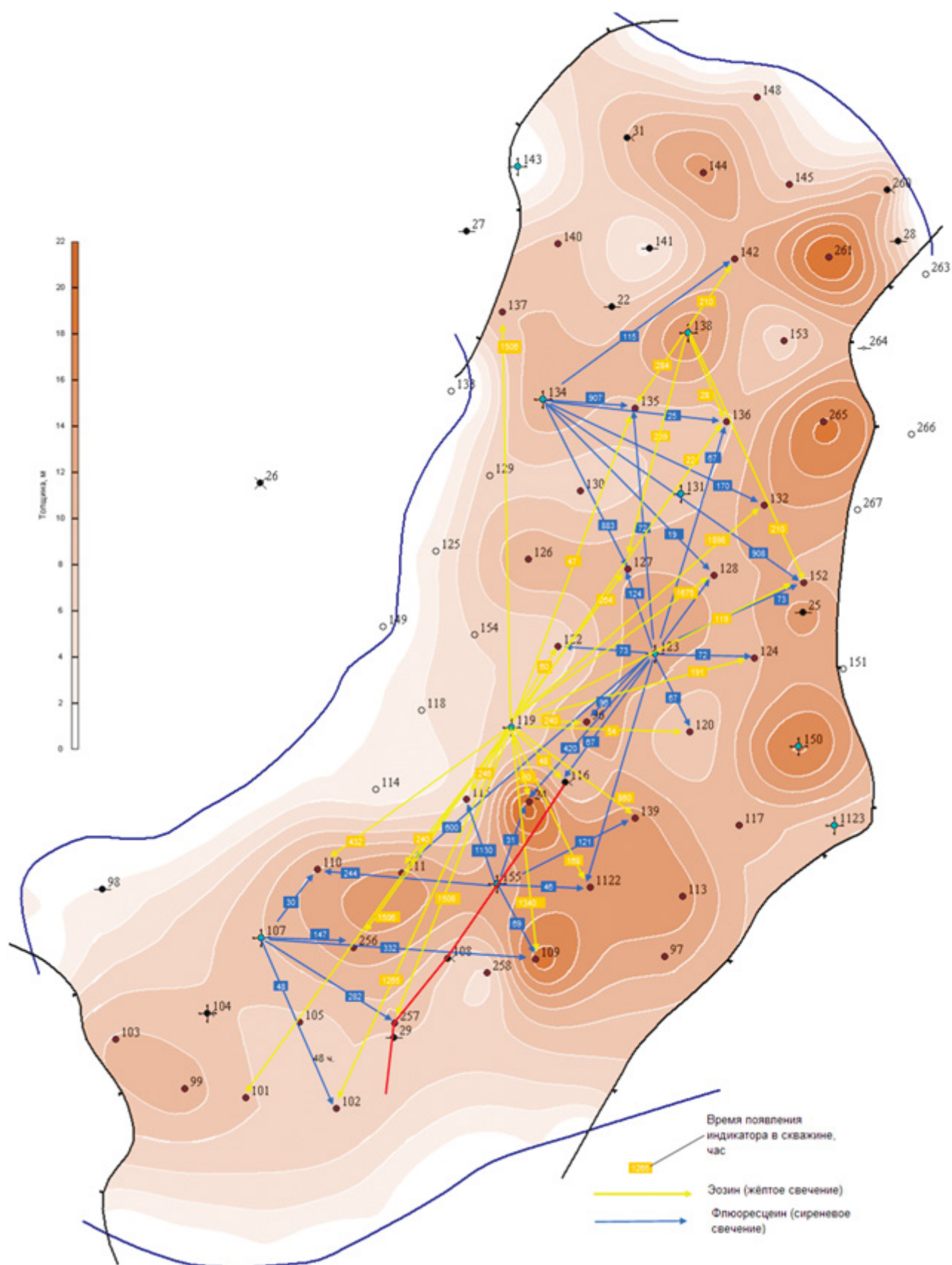


Рис. 5. Схема направления и продолжительности перемещения индикатора к забоям добывающих скважин после его закачки через нагнетательные скважины (верхнекаменноугольная залежь СЗ Сандивейского месторождения).

плотный раздел между этими залежами, который обычно частично перфорирован (приток идёт через транспортирующие трещины, интервал притока 1,5-2,0 м).

Следует заметить, что отмеченные свойства карбонатных коллекторов Тимано-Печорской провинции проявляют себя аналогично карбонатным коллекторам Северо-Кавказского района, несмотря на различие типа коллекторов [2, 3]. К сожалению, аналогичный подробный анализ геологического строения по карбонатным коллекторам Северо-Кавказского региона

выполнить не представляется возможным, ввиду отсутствия термодобитометрических исследований в скважинах и невозможности выделить во вскрытом интервале пласта растрескивающую высокопроницаемую зону по данным ГИС. На основе анализа динамики обводнения скважин по всем верхнемеловым залежам Грозненского региона отмечается множество случаев, когда при наличии в скважинах длинных интервалов фильтра (более 100 м) скважины обводнялись за очень короткий период времени – даже за 1-3 месяца (месторождение Правобережное), т.е. в скважинах приток пластовых жидкостей происходил по узкому растрескивающему интервалу пласта, а остальная вскрытая часть не продуцировала или мало продуцировала при обводнении скважин и существовавшем высоком давлении на устье. На верхнемеловых залежах Грозненского региона средняя скорость подъёма текущего ВНК составляет 18-25 м/год. При таких скоростях подъёма ТВНК и названном времени обводнения скважин толщина растрескивающих зон может составлять 1-3 м.

Таким образом, карбонатные породы во всех рассмотренных стратиграфических горизонтах имеют одинаковые особенности геологического строения – это вероятностное распределение высокопроницаемых растрескивающих зон, соединённых сетью хаотически направленных трещин разной проводимости в единый гидродинамически связанный массив пород. Такой случайный вероятностный характер высокочетких

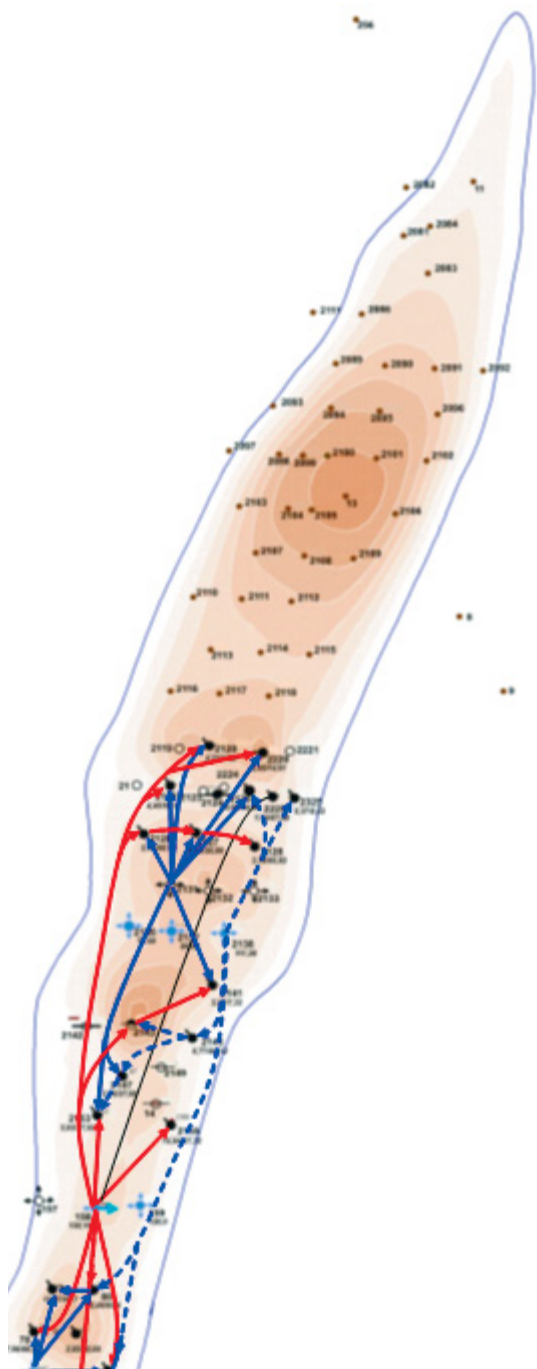


Рис. 6. Схема направления и продолжительности перемещения индикатора к забоям добывающих скважин после его закачки через нагнетательные скважины (верхнекаменноугольная залежь СЗ Салю-кинского месторождения).

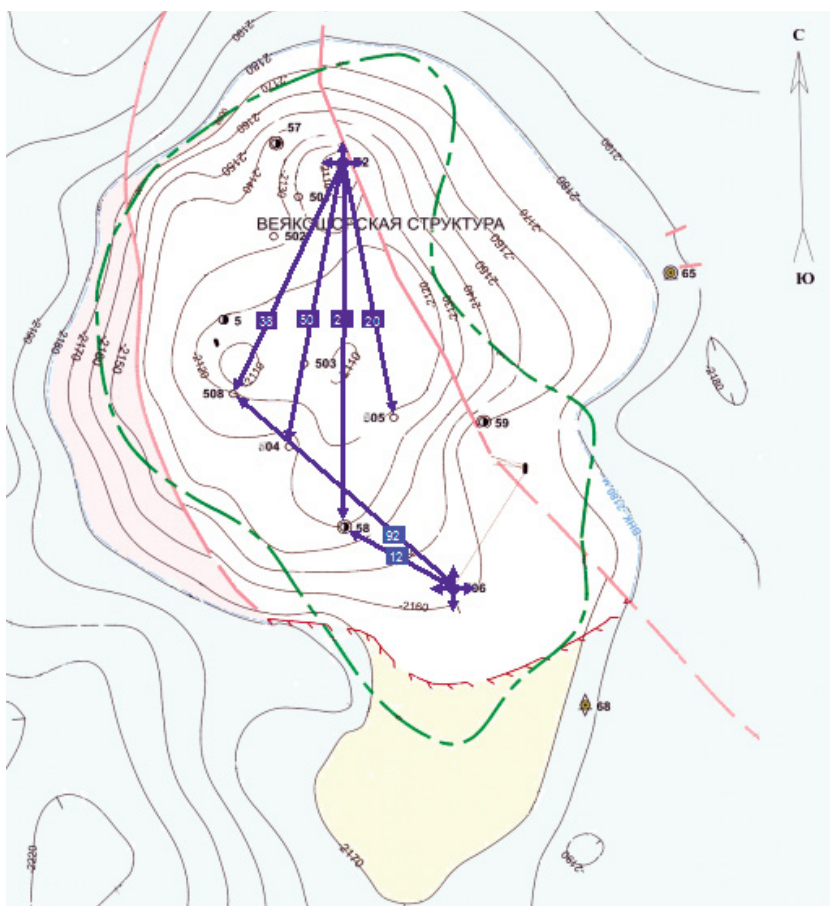


Рис. 7. Схема направления и продолжительности перемещения индикатора к забоям добывающих скважин после его закачки через нагнетательные скважины (верхнекаменноугольная залежь СЗ Веляжорского месторождения).

растрещинных пород позволяет создавать эффективные детерминированные модели и применять для прогноза технологических показателей разработки апробированные аналитические методики, созданные для зонально и послонно неоднородных прерывистых пластов, также имеющих вероятностный характер распределения пластов-коллекторов в массиве нефтенасыщенных пород [4].

На наш взгляд, перспективными технологиями выработки запасов нефти из залежей представленного здесь типа являются следующие:

- рассредоточенные внутриконтурные и приконтурные системы заводнения с закачкой воды под залежь;
- избирательное заводнение в высокопроницаемые зоны под контуром нефтеносности или на контуре нефтеносности;
- циклическое заводнение [5];
- последовательная выработка объектов снизу-вверх.

ЛИТЕРАТУРА

1. Саулей В.И., Ахметов З.Ш., Денисова Д.В., Тихомирова М.И. Комплексное изучение гидродинамической связи между существующими нагнетательными и добывающими скважинами в коллекторах продуктивного горизонта Сандивейского месторождения методом КСП нефти и путём закачки трассеров через шесть отдельных нагнетательных скважин. - отчёт о НИР. - Нижневартовск: ЗАО «Нефтегазтехнология», 2004. - 107 с.
2. Соловьёва В.Н., Мочаев С.В. О нецелесообразности применения в скважинах больших интервалов дренирования (на примере грозненских верхнемеловых залежей нефти). - Нефтяное хозяйство. - М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2005. - №2. - с. 76-77.
3. Соловьёва В.Н. Проекты разработки верхнемеловых залежей Эльдаровского и Северо-Брагунского нефтяных месторождений и проекты доработки верхнемеловых залежей Октябрьского и Горячеисточненского месторождений. - Бюллетень ЦКР. - М.: ЦКР, 2004. - вып. 3.
4. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1987. - 247 с.
5. Ткаченко Ю.П., Фёдоров А.И., Джалалов К.Э., Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г. Эффективные направления совершенствования технологии выработки запасов нефти залежей в верхнекаменноугольных отложениях Тимано-Печорской провинции. - Нефтяное хозяйство. - М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2005. - №8. - с. 54-57.

REFERENCES

1. Saulej V.I., Ahmetov Z.Sh., Denisova D.V., Tihomirova M.I. A comprehensive study of hydrodynamic connection between the existing injection and producing wells in reservoir productive horizon of Sandiveisky Deposit by the PCB method of pumping tracers in six separate injection wells. - Research reports. - Nizhnevartovsk: CJSC "Neftegaztehnologiya", 2004. - 107 p.
2. Solov'jova V.N., Mochaev S.V. Inexpediency of drainage use in wells with large intervals (on the example of upper Cretaceous deposits of the Grozny oil). - Oil industry. - M.: CJSC "Publishing house "Oil industry", 2005. - #2 - p. 76-77.
3. Solov'jova V.N. Development projects Elizarovskaja and upper Cretaceous deposits of North-Bragovskoe oil fields. The projects of upper Cretaceous deposits of the October and Goryacheistochenskoye fields further development. - Bulletin of the CCR - M.: CCR, 2004. - vol. 3.
4. Lysenko V.D. Designing of oil fields development. - M.: Nedra, 1987. - 247 p.
5. Tkachenko Ju.P., Fjodorov A.I., Dzhahalov K.Je., Solov'jova V.N., Kolbunov M.G. Effective trends of development technology for oil reserves in upper carbonaceous region deposits of the Timan-Pechora province. Oil industry. - M.: CJSC "Publishing house "Oil industry", 2005. - #8. - p. 54-57.

Оценка влияния азимутального распространения естественных трещин на разработку сложнопостроенной карбонатной залежи

А.А. Мартюшев – ст. преподаватель

(Пермский национальный исследовательский политехнический университет)

На территории Пермского края вводятся в разработку сложнопостроенные карбонатные нефтяные залежи. Разработка большинства таких залежей осложнена литологическим строением и трещиноватостью, что подтверждается многочисленными исследованиями [1-4].

Очевидно, что при выборе системы разработки и методов повышения нефтеотдачи продуктивных карбонатных пластов необходимо учитывать природную трещиноватость, поскольку её влияние на гидродинамическую связь отдельных структур или районов залежей может оказаться доминирующим фактором.

При разработке сложнопостроенных карбонатных коллекторов горизонтальными и многозабойными скважинами становится особо актуальным вопрос об определении интервалов распространения и направления субвертикальной трещиноватости продуктивных пластов. Бурение скважин в строго перпендикулярном направлении распространения системы трещин, обеспечит благоприятные условия для создания наилучшей гидродинамической системы «призабойная зона пласта – скважина».

Наиболее достоверные данные о трещиноватости, можно получить при комплексировании исследований в скважинах геофизическими (многоволновой кроссдипольный акустический каротаж), гидродинамическими методами (гидропрослушивание скважин, трассерные исследования) с изучением шлифов горных пород [5-8].

Необходимо учитывать, что движение жидкости в трещиноватых и пористых элементах происходит с разными скоростями, что и определяет особенности процессов фильтрации жидкости в трещинно-пористых средах. При малых значениях градиента давления жидкость движется только по крупным трещинам. По мере увеличения

градиента давления до определённых значений начинают раскрываться слабопроницаемые трещины, что приводит к увеличению эффективной толщины и проницаемости коллектора. Дальнейшее увеличение градиента давления приводит к прогрессирующему развитию трещин, простирающихся от контура нагнетания до линии отбора [9-12]. На рис. 1 показаны потокометрические исследования в скважине №430 Озерного месторождения, из которых видно, что с увеличением забойного давления в 2012 и 2013 г.г. происходит раскрытие трещин и в работу подключаются те пропластки, которые ранее не были выделены по данным ГИС и считались непродуктивными.

В работе [13] говорится о северо-западном и юго-восточном направлениях распространения

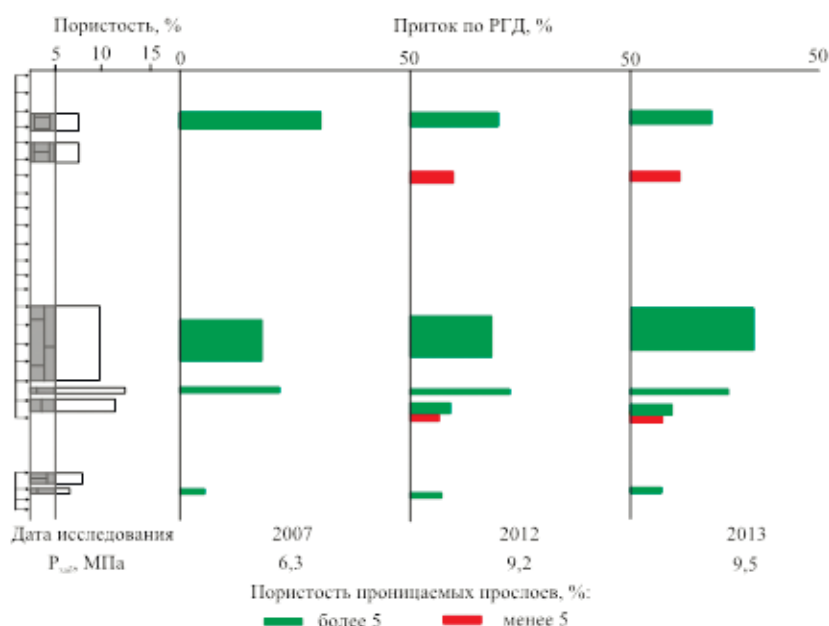


Рис. 1. Результаты потокометрических исследований в скважине №430.

трещиноватости в карбонатных залежах месторождений Верхнего Прикамья. Следовательно, для наибольшей производительности скважин с горизонтальными участками ствола они должны быть пробурены перпендикулярно распространению трещиноватости [14]. Для подтверждения этих данных были проанализированы результаты работы скважин №417 и №462 с горизонтальными проложениями, расположенными в зоне рифового склона и имеющие нефтенасыщенные толщины 48,6 и 54,8 м соответственно с момента ввода скважин в эксплуатацию и до проведения геолого-технических мероприятий. Скважина №417 пробурена вдоль основных направлений трещиноватости (рис. 2-а), скважина №462 перпендикулярно трещиноватости (рис. 2-б).

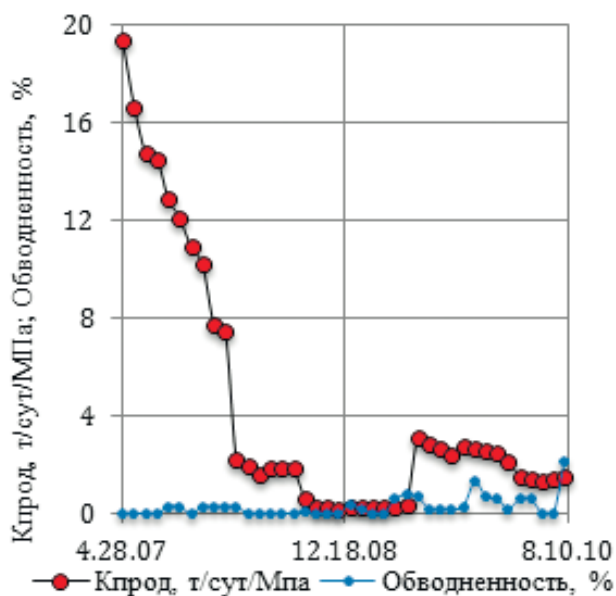
Как видно, скважина №417 имеет резкое снижение дебита, ввиду того, что флюид в скважину поступает, в основном, из низкопроницаемой матрицы, а скважина №462 имеет постоянную производительность в период всей её эксплуатации, в связи с тем, что горизонтальный участок ствола скважины пересекает большое количество естественных трещин.

Особое внимание стоит обращать на расположение нагнетательных скважин и направление движения закачиваемой воды. В случае заводнения несовпадение направления трещин с фронтом движения воды приводит к увеличению эффективности процесса вытеснения нефти к забоям добывающих скважин, в противном случае - к быстрому обводнению добывающих скважин.

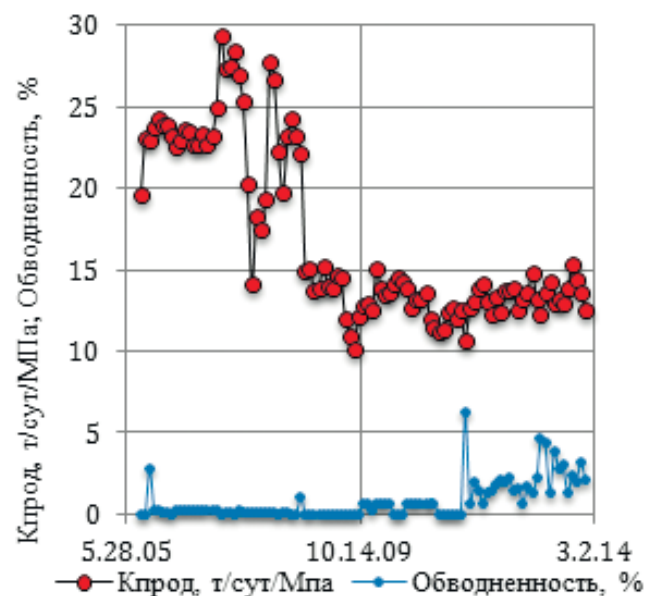
Рассмотрим эффективность закачки нагнетательной скважины №475 (в январе 2008 г. введена в эксплуатацию) на работу добывающих скважин №415 и №413 (рис. 3). Скважина №415 относительно нагнетательной скважины расположена на $300-310^\circ$ на северо-запад, скважина №413 – $50-60^\circ$ на северо-восток.

Из рис. 3 видно, что закачиваемая вода фильтруется в одном направлении – в сторону добывающей скважины №415 по сети взаимосвязанных естественных трещин, что и приводит к быстрому обводнению скважины, ухудшая условия запланированной выработки запасов по скважине. В случае скважины №413 основные направления закачки не совпадают с развитием трещиноватости, что способствует более эффективному процессу вытеснения нефти водой и минимальной обводненности добываемой продукции. Динамика работы добывающих скважин, показанных на рис. 2, проследиваться по многим скважинам, находящихся в очагах нагнетания.

Таким образом, принимая во внимание основные направления естественной трещиноватости, можно регулировать степень воздействия фронта движения воды от нагнетательных скважин, управляя обводненностью добывающих скважин и характером выработки запасов. В случае бурения скважин с горизонтальным проложением необходимо учитывать направленность естественной трещиноватости, что обеспечит стабильную добычу и более полную выработку запасов.

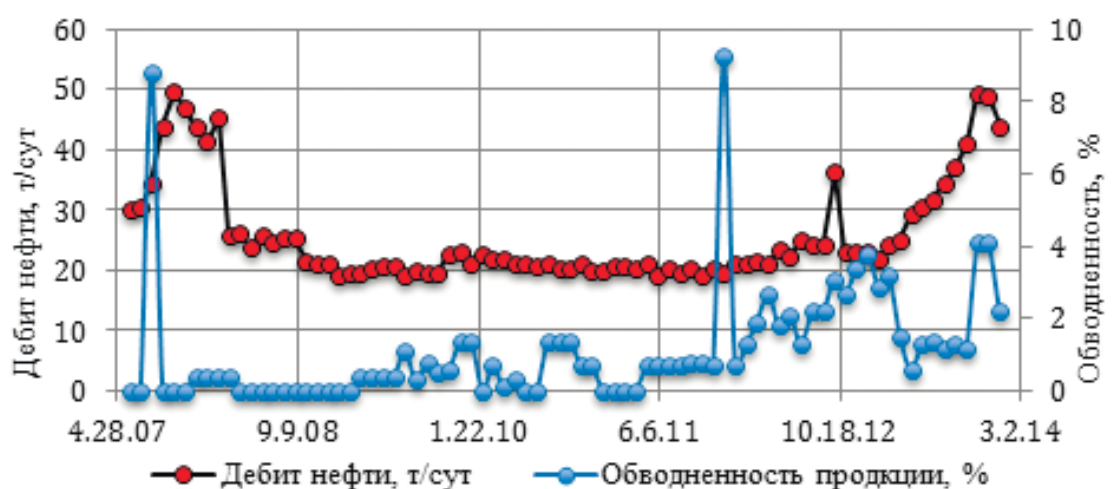


а)

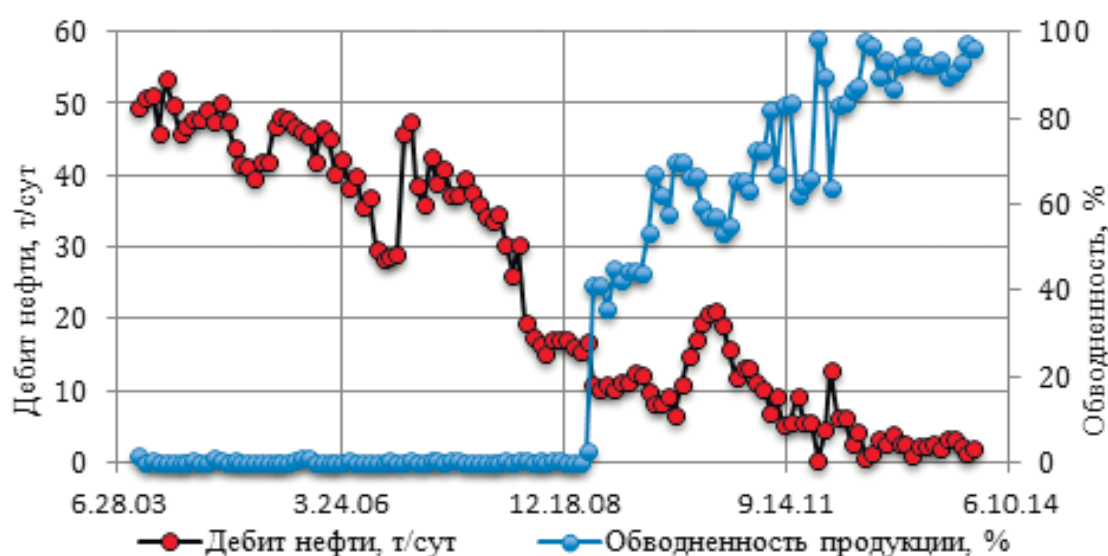


б)

Рис. 2. Динамика дебитов скважин с горизонтальными проложениями: скважина №417 (а) и скважина №462 (б).



а)



б)

Рис. 3. Динамика дебитов и обводнённости добываемой продукции в скважине №413 (а) и скважине №415 (б).

ЛИТЕРАТУРА

1. Сиротенко Л.В., Сиротенко О.И., Дурников В.И. Комплексная оценка трещиноватости пород-коллекторов передовых складок Урала. - Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. - №7. - с. 54-66.
2. Gladkov E.A. О полигенной природе формирования углеводородсодержащих трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов. - Бурение и нефть. - М.: ООО «Бурнефть», 2011. - №10. - с. 16-19.
3. Драгунов А.А. Влияние форм трещиноватости на прогноз нефтегазоносности в карбонатных отложениях. - Бурение и нефть. - М.: ООО «Бурнефть», 2012. - №8. - с. 16-19.

REFERENCES

1. Sirotenko L.V., Sirotenko O.I., Durnikin V.I. A comprehensive evaluation of fracture porosity of reservoir rocks of the advanced folds of the Urals. Geology, Geophysics and development of oil and gas fields. - M.: JSC "VNII OENG", 2012. - #7. - p.p. 54-66.
2. Gladkov E.A. About the polygenic nature of the hydrocarbon formation is fractured-cavernous carbonate reservoirs. - Drilling and oil. - M.: LLC "Burneft", 2011. - #10. - p. 16-19.
3. Dragunov A.A./ The influence of fracture forms on petroleum prospects in carbonate sediments. - Drilling and oil. - M.: LLC "Burneft", 2012. - #8. - p. 16-19.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

4. Мартюшев Д.А. Оценка трещиноватости карбонатных коллекторов вероятностно-статистическими методами. - Нефтяное хозяйство. - М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. - №4. - с. 51-53.
5. Мартюшев Д.А., Вяткин К.А. Определение параметров естественных трещин карбонатного коллектора методом трассирующих индикаторов. - Нефтяное хозяйство. - М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. - №7. - с. 86-88.
6. Трутнева М.А. Оценка фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов Кряжевского месторождения по результатам гидродинамических исследований. - Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - Пермь: ПНИПУ, 2005. - №6 - с. 39-43.
7. Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А., Черных И.А., Пузиков В.И. Оценка параметров пласта и продуктивности скважин при его разработке на естественном режиме. - Нефтяное хозяйство. - М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. - №6. - с. 31-33.
8. Дзюбенко А.И., Никонов А.Н. Определение фильтрационных характеристик продуктивного пласта по результатам исследования нефтяных скважин, добывающих обводненную продукцию. - Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - Пермь: ПНИПУ, 2012. - №4 - с. 56-63.
9. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Шустов Д.В., Антоненко А.А., Красильникова Н.Б. Экспериментально-аналитические исследования изменения трещинной проницаемости вследствие смыкания трещин. - Нефтяное хозяйство. - М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2013. - №4. - с. 40-43.
10. Ашихмин С.Г., Кашников Ю.А., Якимов С.Ю. Экспериментальные и теоретические исследования изменения трещинной проницаемости коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения. - Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2013. - №2. - с. 36-41.
11. Khanna A., Neto L.B., Kotousov A. Effect of residual opening on the inflow performance of a hydraulic fracture // International Journal of Engineering Science. - 2014. - №74. - pp. 80-90.
12. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. - 2013. - №61. - pp. 223-230.
13. Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А., Пузиков В.И. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин сложнопостроенной нефтяной залежи. - Нефтяное хозяйство. - М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. - №11. - с. 120-122.
14. Карманов А.Ю. Оценка эффективности бурения новых скважин турнейско-фаменского объекта Маговского месторождения. - Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - Пермь: ПНИПУ, 2012. - №3 - с. 73-88.

REFERENCES (ending)

4. Martjushev D.A. Fracture porosity estimation of carbonate reservoir by probabilistic-statistical methods. - Oil industry. - M.: CJSC "Oil industry" publishers 2014. - #4. - p. 51-53.
5. Martjushev D.A., Vjatkin K.A. Determination of parameters of natural fractures in carbonate reservoir by the method of tracer indicators. - Oil industry. - M.: CJSC "Oil industry" publishers 2014. - #7. - p. 86-88.
6. Trutneva M.A. Evaluation of filtration-capacitive properties of reservoir rocks Kryazhevskikh field according to the results of hydrodynamic investigations. - Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas and mining. - Perm: PNRPU, 2005. - #6 - p. 39-43.
7. Mordvinov V.A., Martjushev D.A., Chernyh I.A., Puzikov V.I. Evaluation of formation parameters and well productivity during its development in a natural mode. - Oil industry. - M.: CJSC "Oil industry" publishers", 2014. - #6. - p. 31-33.
8. Dzjubenko A.I., Nikonov A.N.. Determination of filtration characteristics of the productive formation by results of research of oil wells producing watered products. - Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas and mining. - Perm: PNRPU, 2012. - #4 - p. 56-63.
9. Kashnikov Ju.A., Ashihmin S.G., Shustov D.V., Antonenko A.A., Krasil'nikova N.B. Experimental and analytical studies of changes of fracture permeability due to cracks closing. - Oil industry. - M.: CJSC "Oil industry" Publishers 2013. - #4. - p. 40-43.
10. Ashihmin S.G., Kashnikov Ju.A., Jakimov S.Ju. Experimental and theoretical studies of the changes of fracture permeability of reservoirs of the Yurubcheno-Tokhomskoye field. - Geology, Geophysics and development of oil and gas fields. - M.: JSC "VNIIOENG", 2013. - #2. - p. 36-41.
11. Khanna A., Neto L.B., Kotousov A. Effect of residual opening on the inflow performance of a hydraulic fracture // International Journal of Engineering Science. -2014. - #74. - p.p. 80-90.
12. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. - 2013. - №61. - p. 223-230.
13. Mordvinov V.A., Martjushev D.A., Puzikov V.I. Evaluation of natural fracture effects reservoir. Dynamics of the wells productivity complex oil deposits. - Oil industry. - M.: CJSC " Oil industry " publishers", 2014. - #11. - p. 120-122.
14. Karmanov A.Ju. Evaluation of the efficiency of drilling new wells for Tournaisian-Famennian object of Makovskogo field. - Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas and mining. - Perm: PNRPU, 2012. - #3 - p. 73-88.

Аналитические исследования эффективности гидроимпульсного воздействия на призабойную зону пласта

Н.И. Николаев – доктор техн. наук, профессор;
К.С. Купавых – ассистент
(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

Авторами предлагается технология воздействия на продуктивный пласт путем создания на устье скважины коротких гидродинамических импульсов, передаваемых по скважинной жидкости к забою и распространении гидравлического удара по горной породе-коллектору с образованием системы трещин непосредственно в призабойной зоне пласта [1]. Аналитические исследования посвящены определению перепада давления на забое скважины от начального прикладываемого давления на устье, частоты ударных импульсов и скорости ударной волны. Исследования базировались на известных уравнениях неразрывности Сен-Венана, решении предельной задачи Коши и модели течения вязкой жидкости Максвелла.

Передача мощности от скважинной жидкости к пласту осуществляется волнами, создаваемыми на свободной поверхности жидкости в насосно-компрессорной трубе (НКТ). При такой передаче мощности интенсивность воздействия на пласт определяется не только амплитудой, но и частотой изменения давления во времени, а также формой импульса, т.е. законом изменения давления во времени. При некоторых условиях прохождение волны по скважинной жидкости создает удар в нижней части НКТ. При такой передаче мощности жидкость, заполняющая скважину, играет роль проводника волн (волновода).

Перепад давления (ΔP) на забое представим в виде следующей функции:

$$\Delta P = f\{p_0, T, L, c, n\}, \quad (1)$$

где p_0 – начальное давление на устье скважины;
 T – период колебаний;
 L – глубина скважины;
 c – скорость распространения акустической волны;
 n – частота прикладываемых импульсов.

Пусть $T > 0$ – период изменения давления $p_0(t)$ на свободной поверхности флюида:

$$p_0(t \pm T) - p_0(t) = 0, \quad (2)$$

где t – момент времени по координате x .

Давление на устье скважины, как функцию времени, представим рядом Фурье:

$$p_0(t) = 2 \sum_{m=1}^{\infty} \int_0^1 p_0(\varphi) \cos m\pi(\tau - \varphi) d\varphi, \quad (3)$$

где $\tau = \frac{t}{T}$ – отношение текущего времени к периоду;

φ – фазовый сдвиг;

m – число гармонических колебаний.

При одном и том же импульсе давления воздействие на пласт определяется гладкостью изменения давления [2]. Для возникновения удара достаточно, чтобы разрывы давления $p_0(t)$ и его производной dp_0/dt заполняли конечное или счетное множество точек. Тогда конечные изменения давления или разрывы непрерывности первого рода периодически повторяются при периодическом изменении давления на поверхности флюида. Такие мгновенные изменения давления являются ударами. Известно, что удар – мгновенное наложение неосвобождаемых связей на материальную систему [3]. Возникновение резкого перепада давления обусловлено отражением волны от твердого дна скважины или от свободной поверхности в устье скважины, т.е. мгновенным наложением неосвобождаемой связи на волну.

Если быстро открыть клапан, соединяющий источник давления и устье скважины, то вниз, к свободной поверхности, будет перемещаться воздушная ударная волна. Достигнув свободной поверхности скважинной жидкости, волна отразится от этой поверхности как от твердой границы, и вызовет на свободной поверхности перепад давления. При этом вниз по скважине будет перемещаться ударная волна, вызванная скачкообразным изменением давления на свободной поверхности в устье скважины. Достигнув забоя скважины, волна отразится и приведет к скачку давления в призабойной зоне. Этот скачок давления через перфорацию в обсадной колонне скважины передается в пласт, и по трещинам распространяется в массиве горной породы. Надо иметь в виду, что по мере продвижения вглубь пласта трещины разветвляются и уменьшаются в сечении.

В ряде случаев скачкообразное (ударное) воздействие приводит к увеличению проницаемости пласта за счёт хрупкого разрушения его скелета и образования дополнительных микротрещин в коллекторе. Происходит снижение связности пласта: количество пор увеличивается за счёт образования микротрещин. У пласта уменьшается топологическая плотность, скелет пласта постепенно превращается в несвязное множество, и, как следствие, увеличивается его проницаемость [4].

Такова мотивация импульсно-волнового воздействия на пласт, выступающего в качестве альтернативы гидроразрыву пласта. Гидроразрыв пласта не изменяет проницаемости (связности) коллектора и приводит лишь к образованию конечного количества макротрещин.

Несмотря на относительно небольшую амплитуду ударов (порядка десятков бар, что несопоставимо с давлениями, применяемыми при гидроразрыве пласта), их периодичность и кратковременность приводит к «быстрой» передаче кинетической энергии ударной волны пласту-коллектору.

Приняв исходные допущения о том, что при передаче гидроудара столб скважинной жидкости является идеальным акустическим волноводом (несжимаемой невязкой жидкостью), будем иметь:

$$dp = K \frac{dA}{A} = -K \frac{du}{c} = -K \frac{dV}{V}, \quad (4)$$

где $u = u(x, t)$ – скорость движения скважинной жидкости; K – модуль объёмного сжатия скважинной жидкости (для воды принят $2 \cdot 10^9$ Па);

A – площадь сечения НКТ.

Авторами предложено совместное решение [5] уравнения Сен-Венана (импульсов и неразрывности) с предельной задачей Коши, которое позволяет преобразовать уравнение (4) относительно давления на забое скважины:

$$p(L, t) = K \frac{d\varepsilon}{dt} (T - t), \quad (5)$$

$$\text{где } \varepsilon(t) = E \left| \sin \frac{2n\pi t}{T} \right|$$

При этом величина давления на забое скважины меняется следующим образом:

$$p(L, t) = \begin{cases} 2n\pi EK(1-\tau) \cos 2n\pi\tau, & 0 < t < \frac{T}{2n}, \\ -2n\pi EK(1-\tau) \cos 2n\pi\tau, & \frac{T}{2n} < t < \frac{T}{n} \end{cases}, \quad (6)$$

где E – амплитуда колебания давления на поверхности флюида.

Тогда перепад давления на забое в зависимости от частоты прилагаемых импульсов на устье составит:

$$\Delta p = \pm 4n\pi EK \frac{2n-1}{2n} = 2\pi \cdot p_0(2n-1). \quad (7)$$

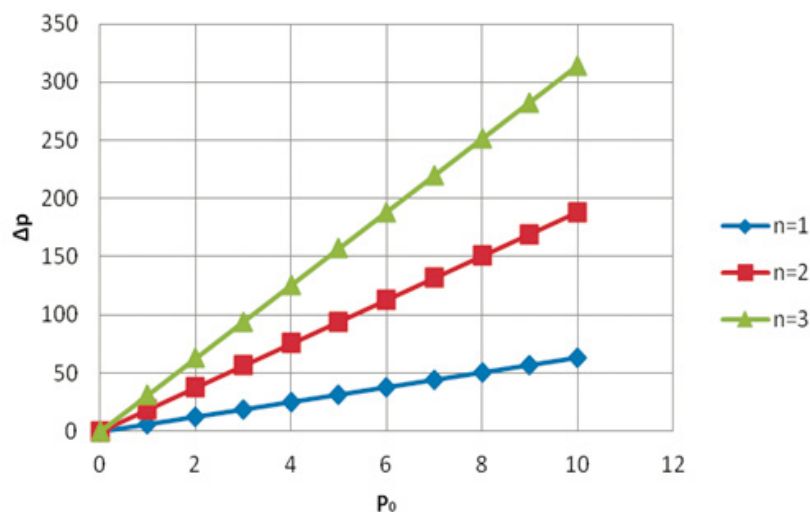


Рис. 1. Зависимость перепада давления от начального давления и частоты ударов на устье.

Полученное уравнение (7) позволяет оценить влияние числа гидроимпульсов на перепад давления на забое скважины.

Из графика (рис. 1) видно, если ударные волны посылают от устья скважины и чередовать их с приходящими и отраженными волнами, то происходит сложение прямых и отраженных волн, перемещающихся по скважине, и образование волн повышенного давления. Сложение двух волн способствует увеличению перепада давления с 60 до 180 атм (в 3 раза), а трёх волн – позволяет увеличить перепад давления до 320 атм (в 5,3 раза). Такие волны высокого давления образуются без специального скважинного оборудования, и способны оказать решающее воздействие на развитие трещин и в целом на проницаемость прискважинной зоны пласта.

Импульс давления, образующийся на забое скважины, через перфорацию обсадной колонны передается в трещины пласта. Трещины являются каналами, по которым волна передается вглубь массива горной породы аналогично передаче волны к забою в НКТ скважины.

Стандовые исследования на модели скважины и пласта показали [5], что форма импульсов давления в каналах определяется перепадами скорости движения жидкости в трубке и интерференцией прямой и отраженной ударных волн. Фронт импульсов давления, регистрируемых в каждой точке измерения давления, сопровождаются короткими выбросами, вследствие сложения отраженных волн согласно выражению (7).

Аналогичные процессы происходят в реальном нефтяном пласте, но трещины пласта постепенно уменьшаются в сечении и не имеют выраженного конца, от которого может отражаться волна. Кроме того, пористый массив пласта способствует затуханию волны давления и передаче ее энергии в пласт. Эта энергия расходуется на деформацию трещин и их развитие, сопровождающееся выкрашиванием фрагментов породы и увеличением эффективного радиуса призабойной зоны.

Таким образом энергетические затраты минимизируются за счет неприменения таких энергоемких и экологически опасных технологий как гидроразрыв пласта, термогазовый способ и т.п. Технология развития сети трещин в прискважинной зоне пласта за счет гидроударов

не требует применения погружного оборудования, используется минимальное количество техники, обычно насосный агрегат и автоцистерна. Полученная зависимость (7) показывает возможность эффективной передачи энергии импульсно-волновым способом от устья скважины в систему трещин прискважинной зоны.

Энергетическая эффективность импульсно-волнового воздействия на забой скважины и систему трещин определяется величиной среднего импульсного давления на устье, а также частотой изменения этого давления и ее отношением к «собственной частоте» столба скважинной жидкости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Николаев Н.И., Шипулин А.В., Купавых К.С. Результаты исследований и эффективность применения комплексной технологии химической обработки призабойной зоны пласта. - Территория Нефтегаз. - М.: ЗАО «Камелот Паблишинг», 2015. - №4. - с. 100-104.
2. Ханукаев А.Н., Миркин В.Г. О распространении волн напряжения при взрыве в твердых породах. - Записки Горного института. - Том 14. - С-Пб: Горный институт, 1962. - №1. - с. 3-12.
3. Христианович С.А., Баренблатт Г.И. О модуле сцепления в теории трещин. - Известия АН СССР Механика твердого тела. - М.: АН СССР, 1968. - №2. - с. 70-75.
4. Нигматуллин Р.И., Пыж В.А., Симоненков И.Д. Эффект аномальных колебаний с интенсивными всплесками давления в ударной волне, распространяющихся по водной суспензии бентонитовой глины. - Известия вузов «Нефть и газ». - М.: 1983. - №11. - с. 45-47.
5. Купавых К.С. Обоснование и разработка комплексной технологии освоения и ремонта скважин в карбонатных низкопроницаемых коллекторах: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (25.00.15) - С-Пб: национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2015. - 20 с.

REFERENCES

1. Nikolaev N.I., Shipulin A.V., Kupavyh K.S. The results of the research and the effectiveness of applying the complex technology of chemical treatment of bottomhole formation zone. - The Territory Of Neftegaz. - M.: CJSC "Camelot publishing", 2015. - #4. - p. 100-104.
2. Hanukaev A.N., Mirkin V.G. Wave propagation when the explosion in hard rock. - Transactions of the Mining Institute. - Vol 14. - Saint Petersburg: Mining Institute, 1962. - #1. - p. 3-12.
3. Hristianovich S.A., Barenblatt G.I. About modulus of cohesion in the theory of cracks. - Academy of Sciences of the USSR. Izvestiya. Rigid body mechanics - M.: AS USSR, 1968. - #2. - p. 70-75.
4. Nigmatullin R.I., Pyzh V.A., Simonenkov I.D. The effect of anomalous fluctuations with bursts of pressure in a shock wave propagating in a water suspension of bentonite clay. - Izvestiya Vuzov "Oil and gas". - M.: 1983. - #11. - p. 45-47.
5. Kupavyh K.S. The rationale and development of integrated technologies for the development and repair of wells in low-permeability carbonate reservoirs: abstract. Dissertation work for PhD in Technical Sciences (25.00.15) - St. Petersburg: National mineral resource University of Mines, 2015. - 20 p.

УДК 622.692.4

Применение композитных трубопроводов в нефтегазовой промышленности

Е.А. Любин – канд. техн. наук, доцент; Д.С. Густов – аспирант
(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

В начале 70-х годов XX века общая протяжённость магистральных нефтепроводов в мире достигала 258 тыс. км, а газопроводов 609 тыс. км. К началу XXI века протяжённость магистральных нефтепроводов в мире возросла примерно

вдвое, а совокупная длина всех трубопроводов мира превысила 2 млн. км [13]. Исторически наиболее используемым материалом для сооружения трубопроводов является сталь, которая обеспечивает баланс цены,

доступности, ремонтпригодности и прочности. Однако у стальных трубопроводов есть ряд ограничений, таких как коррозионная стойкость, относительно высокий вес и затраты на сооружение. Согласно данным отчёта по трубопроводам провинции Альберта, Канада за период с 1 января 1990 по 31 декабря 2012 года [2] по причине внутренней коррозии на трубопроводах произошло 9024 аварии, что составило 54,8% от общего количества аварий на всех трубах, в том числе транспортирующих сырую нефть, природный газ, воду, мультифазные потоки и прочие жидкости и газы (рис. 1).

Количество аварий, вызванных внутренней коррозией труб, только на газопроводах провинции Альберта составило 2919 из 5484 случаев. В результате наружной коррозии труб произошло ещё 640 аварий. Суммарно из-за коррозионных проблем были выявлены 64,9% нештатных ситуаций, к которым относятся разрывные разрушения и утечки.

По газопроводам могут перекачиваться газы с различных месторождений, которые содержат сероводород с концентрацией от 0 до 10 молей в киломоле природного газа, углекислый газ, воду и прочие элементы, усиливающие коррозию металла, что может негативным образом сказываться на эксплуатации трубы.

Факторами, влияющими на надёжность и безаварийность трубопроводов любого назначения, являются:

- 1) климатические условия местности, в которой они прокладываются;
- 2) условия их эксплуатации и характеристика перекачиваемого продукта;
- 3) эффективность антикоррозионной защиты трубопровода.

К основным недостаткам сооружения стальных трубопроводов нужно отнести, в первую очередь, высокие затраты на сварку труб и последующий контроль сварных соединений. Иногда доставка труб сопряжена с логистическими трудностями, которые могут быть вызваны высоким удельным весом стали. Всё вышеперечисленное ведёт к значительным затратам на строительно-монтажные работы и длительным срокам сооружения трубопроводов.

В качестве альтернативы стальным трубопроводам не только для перекачки природного газа, но и других жидкостей и газов, на сегодняшний день все большее применение находят полиэтиленовые, алюминиевые, стеклопластиковые и композитные трубы.

Полиэтиленовые трубы, изготавливаемые из различных термопластических материалов и их композиций (полиэтилен, поливинилхлорид, полипропилен) в основном рассчитаны на небольшое давление (до 2 МПа).

Большая часть труб из полиэтилена низкого давления (ПНД), представленных на рынке, соответствуют установленным международным и отечественным стандартам, но кроме надёжных производителей существует ряд мелких производителей, не обеспечивающих необходимую надёжность продукции, так как производство и контроль требуют дорогостоящего оборудования. При производстве труб из термопластических материалов существует риск, что трубы могут быть изготовлены из некачественного сырья, и это может привести к неудовлетворительной работе трубопровода в долгосрочной перспективе. Кроме того, при изменении температуры перекачиваемой среды и, следовательно, материала трубопровода прогнозирование срока службы может быть затруднено из-за эффекта внутренней

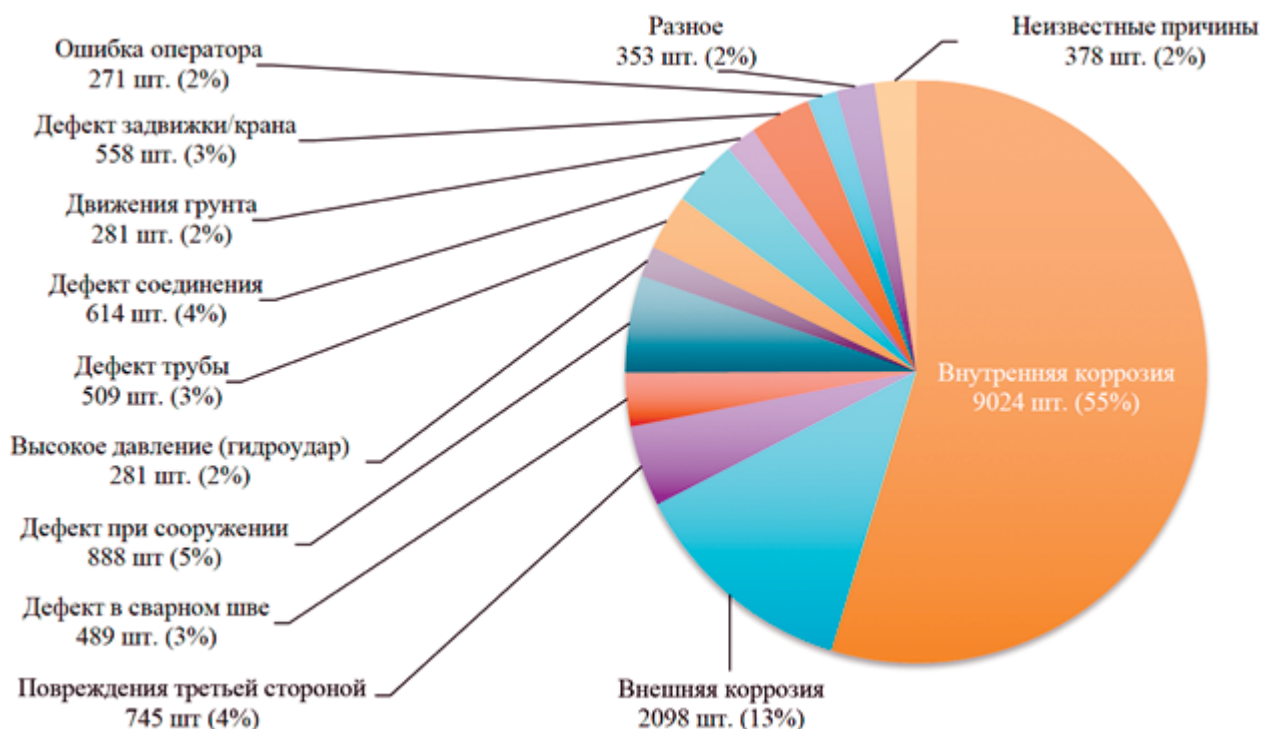


Рис. 1. Количество аварий на трубопроводах провинции Альберта, Канада за период с 1 января 1990 года до 31 декабря 2012 года, классифицированные по причинам их возникновения.

ползучести. Он зависит, в том числе и от нагрузки на трубопровод, и со временем может происходить резкое снижение характеристик, сопровождающееся повышением хрупкости и трещиноватости [8].

Химическая устойчивость труб ПНД может быть определена как средняя между хорошей и отличной. Данный материал не подвержен электрохимической и биологической коррозии. Однако существует ряд ограничений на внешние нагрузки из-за стресс-коррозии.

Транспортировка, разгрузка и хранение труб не вызывает сложностей, кроме тех, которые связаны с защитой от продольного изгиба и деформации, приводящей к проблемам во время сварки [8].

Алюминиевые трубы используются при сооружении низконапорных газо- и нефтепроводов и промышленных сборных коллекторов в качестве альтернативы стальным трубам. Их максимальный диаметр составляет 300 мм, они легко поддаются сварке в среде защитных инертных газов. При применении алюминия для строительства трубопроводов отпадает необходимость в антикоррозионном покрытии и из-за отсутствия шероховатостей внутренней поверхности труб имеет место уменьшение потерь на трение не менее чем на 10% в сравнении со стальными трубами [11]. Алюминий применяют для трубопроводов в случаях транспортирования агрессивных продуктов, при прокладке в коррозионно-активных грунтах, при надземной прокладке для уменьшения веса воздушных переходов и во многих других случаях.

К основным недостаткам алюминиевых труб стоит отнести высокую вероятность механических повреждений, низкую температурную стойкость, высокую теплопроводность и низкий предел усталостной прочности [12].

Композиты на основе стекловолокна используются в нефтяной промышленности в сфере транспорта газа в течение долгого времени, однако, они не использовались на трубопроводах с большими расходами и давлениями в сколь-нибудь значимых объемах. Существует целый ряд различных смол и армирующих волокнистых материалов, используемых в композитных трубах. В качестве волокон чаще всего применяются: E-стекло, S-стекло, арамид (известный как KEVLAR[™] компании DuPont) и углерод/графитовые [6]. Связующее вещество удерживает всю структуру вместе и обеспечивает передачу нагрузки между волокнами. Полимерная матрица термоусаживающихся смол служит для обеспечения устойчивости к коррозии, защищает волокна от внешних повреждений, а также повышает прочность композита в случае поверхностных повреждений и сколов. Смолы изготавливаются из различных химических веществ, каждое из которых предназначено для обеспечения определенных структурных показателей, снижения стоимости и повышения экологичности материала. Наиболее применимые термоусаживающиеся смолы, представляющие интерес для изготовления труб это полиэстер, улучшенный полиэстер, винил эстер, бисфенол-А фумарат, фенольные смолы, эпоксидные смолы [6].

На сегодняшний день существуют три основных метода производства стеклопластиковых труб: простая намотка нитей, контактное формование и центробежное литье.

Первый способ заключается в намотке нитей или ленты из стекловолокна на внешнюю поверхность формы с определенным усилием. В этом случае внутренний диаметр готовой трубы соответствует наружному диаметру оправки; а наружный диаметр готовой трубы определяется количеством материала, который намотан на оправку [5].

Второй способ представляет собой формование армированного пластика, в котором армирующий материал и связующее вещество помещают на открытую форму или оправку в процессе «ручной укладки», либо методом «распыления» (смолы и рубленое стекловолокно распыляются под давлением), либо комбинированным методом. Полученный слоистый материал затем отвердевает без приложения давления. Этот метод позволяет изготовить наиболее высококачественную трубу, но при этом он является трудоемким и не конкурентоспособным [4].

Третий способ – центробежное литье – используют для получения отливок, имеющих форму тела вращения. Под действием центробежной силы смесь из смолы и армирующего материала распределяется по внутренней поверхности формы и за счет нагрева затвердевает. В итоге наружный диаметр готовой трубы соответствует внутреннему диаметру формы, а внутренний диаметр определяется количеством стекловолокна и смолы [3].

Зачастую определение композитных материалов и, в частности, композитных труб затруднено. В промышленности и в некоторых научных трудах используются свои обозначения, что приводит к недопониманию в обсуждениях. Одни и те же материалы называются по-разному по желанию автора, который исследует данный вопрос. В первую очередь следует начать с введения понятных технических терминов.

Стеклопластиковые трубы – могут быть названы композитными благодаря тому, что состоят из двух компонентов. Стеклопластик уже давно используется в нефтегазовой промышленности, в основном, в качестве промышленных труб и НКТ. Не так часто он применяется для напорного транспорта газа и сооружения трубопроводов. На сегодняшний день существует ряд различных смол и волокон, применяемых для производства изделий и из них стекловолокно – материал, применяющийся в 90% случаев [6].

Однако в данной статье предлагается рассмотрение похожих материалов – многослойных композитных труб. Ниже на рис. 2 предлагается классификация, которая разделена на две большие категории по жесткости.

Коррозионная стойкость к воздействию агрессивных веществ, таких как влажная двуокись углерода и натрия хлорид, является одним из основных преимуществ армированного композиционного материала и важным средством сокращения эксплуатационных расходов. У усиленных композитным материалом линейных труб (CRLP – Composite Reinforced Line Pipe), внутренний герметизирующий слой представляет собой полиэтиленовый сердечник, который не подвержен обычной для нефтегазовых труб электрохимической коррозии. Он покрыт или обернут в композитную оболочку, металлический шнур или стальные пластины, что повышает прочность и обеспечивает защиту внутреннего слоя. В настоящее время западными компаниями выпускаются композитные трубы номинальным диаметром от 25 до 200 мм (от 1 до 8 дюймов) и номинальным рабочим давлением до 22,4 МПа (3250 фунтов на квадратный дюйм).

Уникальной особенностью подобных композитных труб является возможность их поставки общей длиной до 6 км в бухтах [9]. Гибкость этих труб при определенной комбинации материалов может превышать любые другие распространенные в промышленности материалы. Ведущие производители труб подобрали такую композицию материалов, которая выдерживает большие деформации

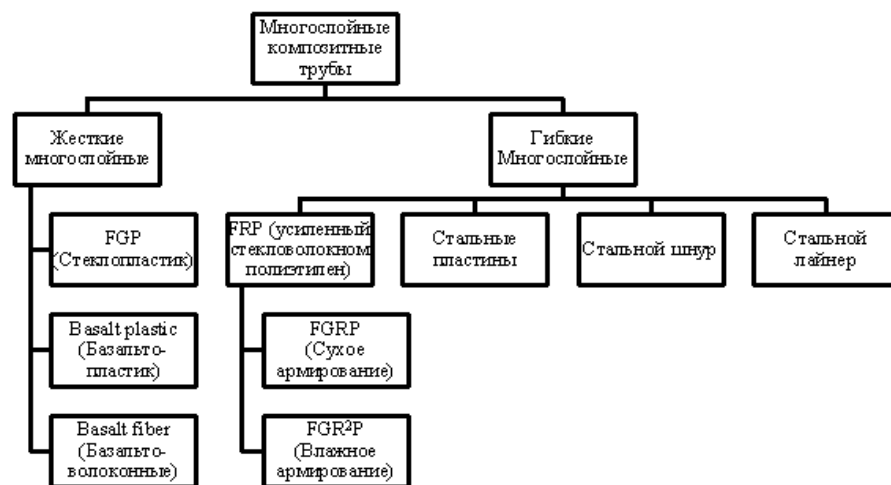


Рис. 2. Классификация многослойных композитных труб.

без потери прочности. Гибкие многослойные трубы могут доставляться на трассу в бухтах большой длины, что позволяет значительно снизить затраты на стыковку плетей при сооружении трубопроводов.

В целях увеличения экономической эффективности от применения композитных материалов в строительстве газопроводов предполагается значительное сокращение затрат на эксплуатацию, т.к. трубы на основе полиэтилена не нуждаются в сооружении систем ЭХЗ и имеют менее строгие требования на диагностику.

Имея легкость, присущую исключительно полиэтилену, и прочность стали – данные трубы весьма выгодно отличаются от одних и других, занимая важную позицию в транспорте газа, в том числе и с точки зрения логистики.

Проведя сравнение данных докладов Энергетического регулятора провинции Альберта, Канада за 2005 и 2012 годы [1, 2], (рис. 3) на 31 декабря 2012 года нужно отметить значительное увеличение интереса именно к композитным трубам – протяжённость композитных труб увеличилась в 5,77 раза (с 1095 км до 7418 км), в том числе длина труб для транспорта только природного газа увеличилась на 2331 км или 381%. Это безусловно свидетельствует о росте интереса к композитным трубам.

Данный вид труб в основном использовался для транспорта воды, мультифазных сред и газа. Стоит отметить важный момент, что композитные трубы для транспорта газа занимают второе место по суммарной длине (2942 км) и лишь немногим уступают длине композитных труб, используемых для транспорта мультифазных потоков (2994 км) в основном на местах разработки и добычи углеводородов.

Подводя итог вышесказанному, становится понятен растущий интерес к композитным трубам в России. В феврале 2014 года

на совместном совещании компаний ОАО «Газпром» и ООО «УК «РОСНАНО» было объявлено о заинтересованности компаний в вопросах изучения новых композитных труб, разработки передовой продукции, и её внедрения в производственные объекты газового гиганта [10].

Крупные западные специалисты в области композитных материалов, отмечают, что Россия имеет огромный опыт в использовании и создании различных современных композитных материалов. Например, директор Центра инженерии и прикладного применения композитных материалов Хьюстонского университета (CEAC – Composites Engineering & Application Center) доктор Су Су Ванг отметил, что

развитие популярности и расширение области применения композитных материалов в России, также, как и применение современных российских разработок по данной тематике из других отраслей наук, для трубопроводного транспорта должно происходить по своему «сценарию», отличному от развития в США. Основная причина заключается в том, что российские разработки материалов для космической и авиационной промышленности в некоторых аспектах опережают достижения учёных Соединённых Штатов Америки и более ориентированы на сложные условия использования в России.

Задачей промышленности и научных организаций, в данных условиях, является использование опыта, накопленного российскими компаниями в создании композитных материалов и трансформации этого опыта применительно к транспорту углеводородов. В случае, если этот опыт будет подкреплён и дополнен зарубежным, в частности, из США, Канады, Австралии и других стран, успехи отечественной промышленности в применении

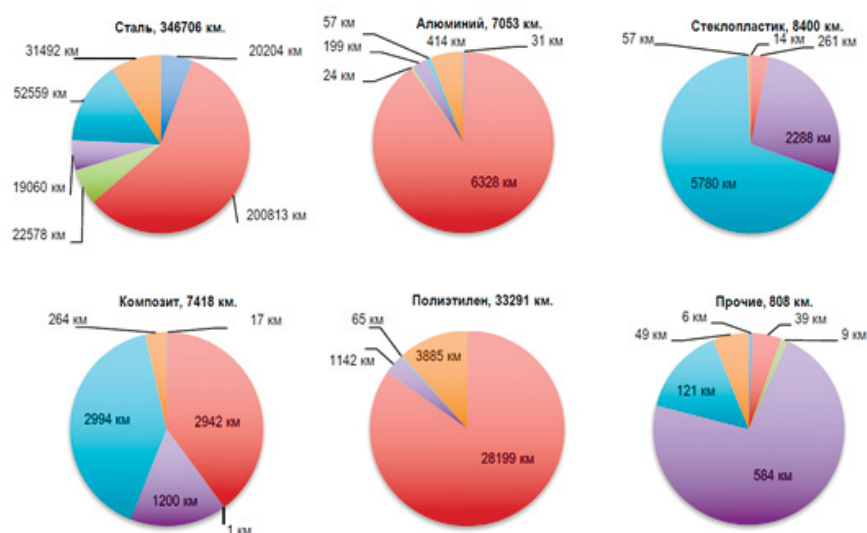


Рис. 3. Длина трубопроводов провинции Альберта, Канада по состоянию на 31 декабря 2012 года, классифицированные по материалу и типу перекачиваемого продукта [2].

композитных труб будут подкреплены созданием заводов по изготовлению необходимых материалов, что, в свою очередь, задаст достаточно высокий темп роста нефтегазовой промышленности в условиях сложной экономической обстановки.

Для достижения поставленных целей необходимо провести научные изыскания по вопросу использования композитных трубопроводов в различных проектах, а также очертить ряд возникающих во время сооружения и эксплуатации трудностей и проблем. К сожалению, эксплуатирующие компании и производители композитных труб не часто публикуют в открытом доступе полную техническую информацию по проектам ввиду внутренней политики конфиденциальности, что затрудняет поиск данных и мешает проведению полноценного исследования.

Применительно к трубопроводному транспорту газа, исследования композитных материалов, имеют множество «белых пятен», большая часть из которых затрудняет начало их повсеместного применения.

Первой и самой главной причиной является отсутствие необходимых методик и расчетов, которые способны лечь в основу федеральных нормативов, разрешающих и контролирующих процесс сооружения трубопроводов из композитных материалов. Недостаток уверенности в возможности реального применения новых технологий на практике замедляет развитие технологии на уровне коммерческих компаний, так как дальше единичных экспериментов дело не доходит. Действительно, компаниям не выгодно тратить средства на проекты, будущее которых не определено – они не смогут применить свой продукт на практике, так как по закону они не имеют права применять материалы или средства их соединения, которые не фигурируют в ГОСТах.

При этом, в мире уже существует достаточно много композитных труб для транспорта газа, однако все они имеют те или иные ограничения, которые не позволяют полномасштабно внедрять их в промышленность.

Для более наглядного представления состояния рынка композитных труб на рисунке 4 представлена диаграмма зависимости от давления и диаметра труб основных зарубежных производителей.

Вторая причина взаимосвязана с первой. Она заключается в сложности соединения плетей трубопроводов с учетом их многослойности. В этом случае технология сварки полиэтилена не подходит ввиду того, что армирующий слой не сплавляется и сварное соединение обладает значительно меньшей прочностью в сравнении с основным телом трубы. Одним из возможных решений является механическое соединение двух плетей трубы, однако в данном случае остро встает вопрос стоимости данного соединения. Современные патенты обеспечивают надежное соединение, но они должны изготавливаться индивидуально для каждого соединения, так как из-за различного по своей толщине слоя усиления, в зависимости от рабочего давления, внешний диаметр трубы меняется. Вместе с

необходимостью обеспечения тугих зазоров в концевиках трубы эти непостоянства внешнего диаметра предполагают создание определенного концевика для отдельно взятого участка трубы. С экономической точки зрения затраты на подготовку рабочей документации, расчета и изготовления подобных деталей может нивелировать значительную часть положительного эффекта, которые даёт применение труб большой длины, поставляемых в бухты.

Третий вопрос промышленного применения композитных труб для транспорта газа относится к задачам их научного обоснования и инженерного расчета. Существует большое количество методик, которые с достаточно грубыми допущениями дают результаты по армированию. Многие из них исключают из расчета внутренний герметизирующий слой, который по мнению авторов не несет нагрузки, так как под действием внутреннего давления расширяется гораздо больше, чем слой армирования, а, следовательно, достаточно производить расчет лишь армирующего слоя без учета вклада в прочность полиэтилена. Также важнейшей частью в расчете напряженно-деформированного состояния (НДС) стоит слой связующего вещества, чье основное назначение удерживать армирующую конструкцию. Расчеты связующего представляют собой сложную задачу и многие авторы также исключают влияние связующего из оценки НДС, при этом прочность на разрыв, эластичность и деформируемость у большинства полиэфирных смол высоки, что отрицательно влияет на конечный результат, так как приводит к перерасходу материалов при одних и тех же значениях прочности.

Существуют также множество вопросов к механике трубопроводов из композитных материалов. Например, не изучены вопросы влияния изгибных и других видов напряжений в теле трубы при их намотке и транспортировке, а также насколько эти напряжения близки к критическим.

Положительные результаты исследований послужат толчком для широкого применения композитных труб, но вышеизложенные проблемы следует решать в комплексе, так как они вытекают одна из другой, а решение одной из них не решает всех остальных.

Основными недостатками всех композитных материалов, как указано выше, является необходимость

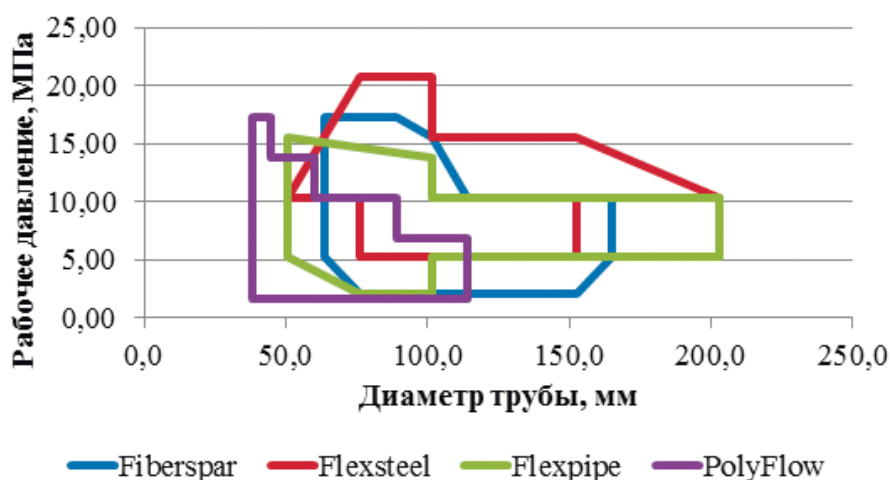


Рис. 4. Классификация производителей композитных труб.

их соединения в полевых условиях, что может быть затруднено, поскольку плети имеют многослойную структуру, а соединение должно происходить в порядке, обеспечивающем надежное соединение всех слоев. С точки зрения техники, затраты на такие соединения больше, чем для однокомпонентных материалов, таких как сталь или полиэтилен.

Использование композитных труб для транспорта углеводородов может дать немало преимуществ. Главным преимуществом трубы из армированного стекловолокном полиэтилена является то, что она может стать достойной заменой стальной трубе, которая традиционно считается основной для высоконапорного транспорта нефти и газа.

Анализ большого количества литературы и представленной выше информации приводит к следующим результатам:

- расход материала на композитные трубы, по сравнению с пластиковыми ниже в несколько раз;

- по сравнению со стальными трубами, композитные трубы позволяют значительно снизить затраты на сооружение и эксплуатацию газопровода;

- с учетом достаточно высокого рабочего давления некоторых типов труб, возможна корректировка номинального давления трубы изменением конструкции, что позволит управлять материалоемкостью проекта;

- создание типовых соединительных устройств для труб одного диаметра с различными давлениями поможет снизить уровень уникальности каждого отдельно взятого соединения, что позволит снизить их стоимость и ускорить производство работ по соединению участков трубы;

- создание точной методики инженерного расчета трубы позволит вывести композитные трубы на новый уровень, так как отсутствие подобных методик мешает созданию полноценного стандарта для повсеместного применения композитных труб.

ЛИТЕРАТУРА

1. Alberta Energy and Utilities Board. (2007). Pipeline Performance in Alberta, 1990-2005. Report, Alberta Energy and Utilities Board, Calgary, Alberta.
2. Alberta Energy Regulator. (2013). Pipeline Performance in Alberta, 1990-2012. Получено из <http://www.aer.ca/documents/reports/R2013-B.pdf>.
3. ASTM. (2001). Standard Classification for Machine-Made "Fiberglass" (Glass-Fiber-Reinforced Thermosetting-Resin) Pipe. ASTM.
4. ASTM. (2007). Standard Specification for Filament-Wound "Fiberglass" (Glass-Fiber-Reinforced Thermosetting-Resin) Pipe. ASTM.
5. ASTM. (2002). Standard Specification for Contact-Molded "Fiberglass" (Glass-Fiber-Reinforced Thermosetting Resin) Corrosion Resistant Pipe and Fittings. ASTM.
6. Beckwith, S.W. (2011). Filament Winding - The String and the Glue. Получено 18.06.2014 г., из Docstoc: <http://static2.docstoccdn.com/docs/91792239/Filament-Winding---The-String-and-the-Glue>.
7. Beech, S.H. (б.д.). Plastics Pipes - A Look into the Future. Получено 14.06.2014 г., из High Quality PE Pipes - PE100+ Association: <http://www.pe100plus.com/Download/News/Info/document/896.pdf>.
8. FLOWTECH. (б.д.). Сравнение труб из различных материалов. Получено 10.09.2014 г., из FLOWTECH™ - стеклопластиковые трубы производства ПК Стеклокомпозит: <http://www.flowtech.su/ru/content/articles/grp-compare/>.
9. Laney, P. (07 2002 г.). Use of Composite Pipe Materials in the Transportation of Natural Gas. Получено 18 06 2014 г., из DOE - National Energy Technology Laboratory: <http://sec.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/td/laney-paper.pdf>.
10. ОАО "Газпром". (27.08.2014 г.). Алексей Миллер: Сделан важный шаг по использованию композитных труб в «Газпроме». Получено 20.09.2014 г., из ОАО "Газпром": <http://www.gazprom.ru/press/news/2014/august/article199561/>.

REFERENCES

1. Alberta Energy and Utilities Board. (2007). Pipeline Performance in Alberta, 1990-2005. Report, Alberta Energy and Utilities Board, Calgary, Alberta.
2. Alberta Energy Regulator. (2013). Pipeline Performance in Alberta, 1990-2012. Received from <http://www.aer.ca/documents/reports/R2013-B.pdf>.
3. ASTM. (2001). Standard Classification for Machine-Made "Fiberglass" (Glass-Fiber-Reinforced Thermosetting-Resin) Pipe. ASTM.
4. ASTM. (2007). Standard Specification for Filament-Wound "Fiberglass" (Glass-Fiber-Reinforced Thermosetting-Resin) Pipe. ASTM.
5. ASTM. (2002). Standard Specification for Contact-Molded "Fiberglass" (Glass-Fiber-Reinforced Thermosetting Resin) Corrosion Resistant Pipe and Fittings. ASTM.
6. Beckwith, S.W. (2011). Filament Winding - The String and the Glue. Received 18.06.2014 ., from Docstoc: <http://static2.docstoccdn.com/docs/91792239/Filament-Winding---The-String-and-the-Glue> from High Quality PE Pipes - PE100+ Association: <http://www.pe100plus.com/Download/News/Info/document/896.pdf>.
7. Beech, S.H. (undated). Plastics Pipes - A Look into the Future. Received 14 06 2014 г., from High Quality PE Pipes - PE100+ Association: <http://www.pe100plus.com/Download/News/Info/document/896.pdf>.
8. FLOWTECH. (undated) Comparison of tubes of various materials. Received 10 09 2014, from FLOWTECH™ - fiberglass pipe production of PK Fiberglass: <http://www.flowtech.su/ru/content/articles/grp-compare/>.
9. Laney, P. (07 2002 г.). Use of Composite Pipe Materials for of Natural Gas Transportation. Received 18 06 2014 г., from DOE - National Energy Technology Laboratory: <http://sec.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/td/laney-paper.pdf>.
10. JSC "Gazprom". (27.08.2014). Alexey Miller: an important step on the use of composite pipes in "Gazprom". Received on 20.09.2014, from JSC "Gazprom": <http://www.gazprom.ru/press/news/2014/august/article199561/>.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

11. Оленев Н. Хранение нефти и нефтепродуктов (изд. 3-е). - Ленинград: Недра, 1964.
12. Скугорова Л., Таран В. Трубопроводно-строительные материалы. - М.: Высшая школа, 1967.
13. Смитиенко Б.М. Мировая экономика. Учебник для бакалавров (изд. 2-е изд., перераб. и доп.). - М.: Издательство Юрайт, 2013.

REFERENCES (ending)

11. Olenev N. Storage of oil and oil products (Third edition). - Leningrad: Nedra, 1964.
12. Skugorova L., Taran V. Pipeline construction materials. - M.: Higher school, 1967.
13. Smitienko B.M The world economy. Textbook for bachelors (second edition, updated and revised) - M.: Izdatel'stvo Jurajt, 2013.

УДК 622.691.4:628.517

Экспертное обследование фрагмента аварийного участка трубопровода с целью определения причин возникновения язвенной коррозии

¹И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор;¹Д.А. Борейко – канд. техн. наук, ассистент;²А.А. Смирнов – канд. техн. наук, директор³В.А. Мешанкин – ген. директор

(ФГБОУ ВПО Ухтинский государственный технический университет

²ООО «ЭкспертСтрой», г. Ухта,³ООО «Северный региональный технический центр диагностики и технической экспертизы», г. Ухта)

В нефтегазовой отрасли весьма актуальной является проблема обеспечения надежности работы магистральных и промысловых трубопроводов, которые являются эффективными и надежными средствами доставки жидких и газообразных продуктов на значительные расстояния [1].

Технические и эксплуатационные характеристики трубопроводов обеспечиваются за счет выбора необходимого типа труб с заданным уровнем физико-механических свойств металла. Однако, в процессе длительной эксплуатации механические характеристики трубопроводов изменяются и могут перейти в критические значения, при которых возможно их разрушение. Статистика свидетельствует, что 90% отказов являются следствием коррозионных повреждений и дефектов.

В связи с тем, что время эксплуатации большинства действующих трубопроводов превышает установленный нормативный срок службы (20 лет) [2], появляется необходимость экспертных обследований каждого случая разрушения целостности труб, с целью выявления причин и механизма развития дефектов для заблаговременного принятия мер по их обнаружению и устранению.

В 2014 году на участке конденсатопровода, расположенного в районе Вуктыльского ГКМ, произошел выброс неустойчивого конденсата. Для выяснения причин аварии нам было поручено провести экспертное обследование с применением современных методов неразрушающего и разрушающего контроля.

Объектом исследований стал фрагмент аварийного участка конденсатопровода в виде катушки нефтегазопроводной трубы диаметром 530 мм с толщиной стенки 8 мм и длиной 360 мм, изготовленный из стальных сварных прямошовных труб с поперечным сварным соединением (рис. 1).

Фактический срок службы трубопровода составляет 43 года, что превышает нормативный установленный срок службы более чем в 2 раза.

Технические характеристики трубопровода, из которого вырезан фрагмент, представлены в табл. 1.

Экспертное обследование фрагмента трубопровода проводилось с целью определения характера и причин возникновения локального повреждения стенки в виде каверн на внутренней поверхности и сквозного отверстия (рис. 2).



Рис.1. Катушка (фрагмент) аварийного участка конденсатопровода.

Таблица 1. Технические характеристики трубопровода.

Наименование	Характеристика
Характеристика трубы	530 x 8 мм; Сталь 17ГС, завод-изготовитель ОАО «Челябинский трубопрокатный завод»
Дата ввода в эксплуатацию	1971 год
Назначение	Транспортировка нестабильного конденсата на Сосногорский ГПЗ
Разрешенное рабочее давление	50 кгс/см ²

Для этого использовались традиционные методы неразрушающего контроля: визуальный и измерительный контроль (ВИК), контроль качества сварного соединения методом ультразвуковой дефектоскопии (УЗК), толщинометрия, радиографический контроль сварного соединения (РК), метод магнитной памяти металла (МПМ). Кроме того, был проведен металлографический анализ материала, определены механические свойства металла катушки, и его химический состав методом искровой оптико-эмиссионной спектрометрии (ОЭС).

Визуальный и измерительный контроль выполнен для выявления изменений формы и размеров поверхности трубы, а также трещин, коррозионных повреждений и деформаций, образовавшихся в процессе эксплуатации. Визуальный контроль проводился с помощью комплекта ВИК «Луч» и бинокулярного микроскопа МБС-10 при увеличении от 2 до 14 раз. Размерные признаки устанавливали с помощью линейки измерительной металлической и штангенциркуля ШЦ КТ2 № 282000046 с точностью $\pm 1,0$ мм и $\pm 0,1$ мм, соответственно.

В ходе визуального и измерительного контроля установлено, что наружная поверхность трубы окислена до серого цвета с участками, покрытыми слоем рыхлых

продуктов атмосферной коррозии рыже-бурого цвета и остатками пассивной коррозионной защиты темно-серого цвета. Поверхность трубы ровная, без трещин, плен, рванин, раковин, расслоений, закатов и других металлургических дефектов производственного происхождения. Механических повреждений производственного и(или) эксплуатационного характера на наружной поверхности объекта не обнаружено.

Внутренняя поверхность трубы (за исключением зоны повреждения) ровная, без трещин, плен, рванин, раковин и расслоений, бурого цвета, покрыта плотным слоем продуктов коррозии и отложениями продуктов эксплуатационного происхождения темно-серого цвета (рис. 3, а). На внутренней поверхности обнаружен дефектный участок материала трубы в виде цепочки существенных коррозионных повреждений, вытянутых в продольном направлении и ориентированных параллельно сварному шву трубы (рис. 3, б).

На фрагменте трубы имеется катастрофическое повреждение размером 6,4x9,2 мм в виде сквозного отверстия округлой неправильной формы на дне коррозионной каверны, расположенной на внутренней поверхности изделия (рис. 4, а). На локальном продольном



а)

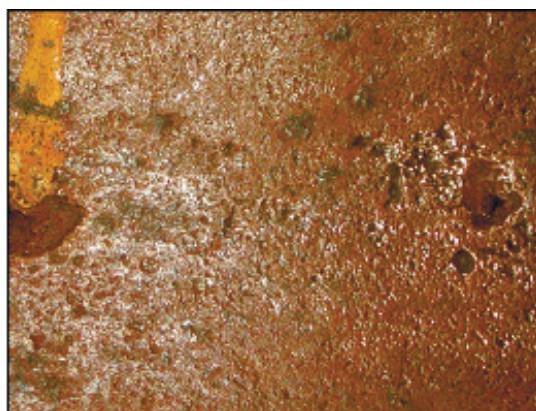


б)

Рис. 2. Поврежденный фрагмент аварийного участка конденсатопровода: а – наружная сторона; б – внутренняя сторона.



а)



б)

Рис. 3. Внутренняя поверхность объекта исследования:
а – внутренняя поверхность трубы; б – дефектный участок материала трубы.

участке фрагмента трубы присутствуют множественные существенные повреждения коррозионного происхождения в виде крупных и глубоких язв и каверн (рис. 4, а) глубиной до 4,5 мм.

На внутренней поверхности крупных дефектов имеется рыхлый слой продуктов коррозии рыже-бурого цвета, а сама поверхность сформирована множественными мелкими и приглаженными потоком жидкости углублениями (см. рис. 4, а, б). Такое расположение слоев продуктов коррозии и поверхности металла внутри дефектов, характерны для коррозионных повреждений эксплуатационного характера в процессе эрозийного износа в потоке жидкости в условиях влажной и кислой сред.

После двухстадийной промывки трубы от органических и неорганических загрязнений обнаружено, что под слоем эксплуатационных отложений расположены многочисленные заглаженные потоком эксплуатационной жидкости очаги язвенной коррозии.

Все крупные повреждения расположены на внутренней стороне объекта исследования в зоне с поверхностными дефектами материала трубы в виде большого количества различных по форме и размерам закатанных в

поверхность инородных образований, по расположению и фактуре включений характерных для скрытого дефекта производственного характера – заката прокатной окалины (рис. 5). Поверхность каверн также покрыта большим количеством внедренных неметаллических частиц различной морфологии и размеров.

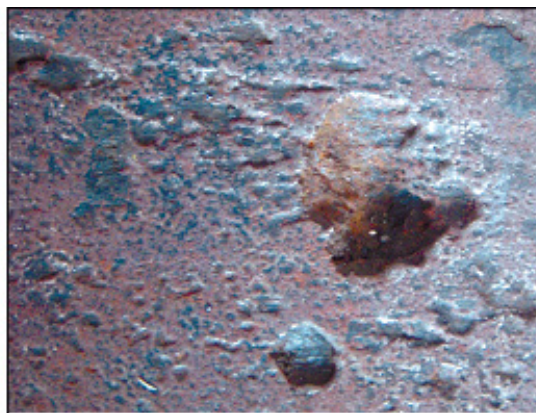
Характерные повреждения, как правило, возникают на участках внутренней поверхности трубы с неровностями от наличия большого количества закатанных неметаллических включений, в процессе эксплуатации под воздействием коррозионной среды, включая процессы электрохимической коррозии от разности потенциалов матрицы и крупных экзогенных включений.

В замкнутых (ограниченных) объемах коррозионных дефектов водородный показатель отличается от средней кислотности среды в потоке, достигая значений, характерных для концентрированных сильных кислот, в результате чего процессы химической и электрохимической коррозии в материале инициируются, форсируя развитие крупных каверн, язв или питтингов.

Кроме того, в скоростном потоке жидкости возникают эрозийные процессы, сопровождающиеся активным



а)



б)

Рис. 4. Коррозионные повреждения внутренней поверхности объекта исследования:
а – сквозное отверстие; б – повреждения коррозионного происхождения.

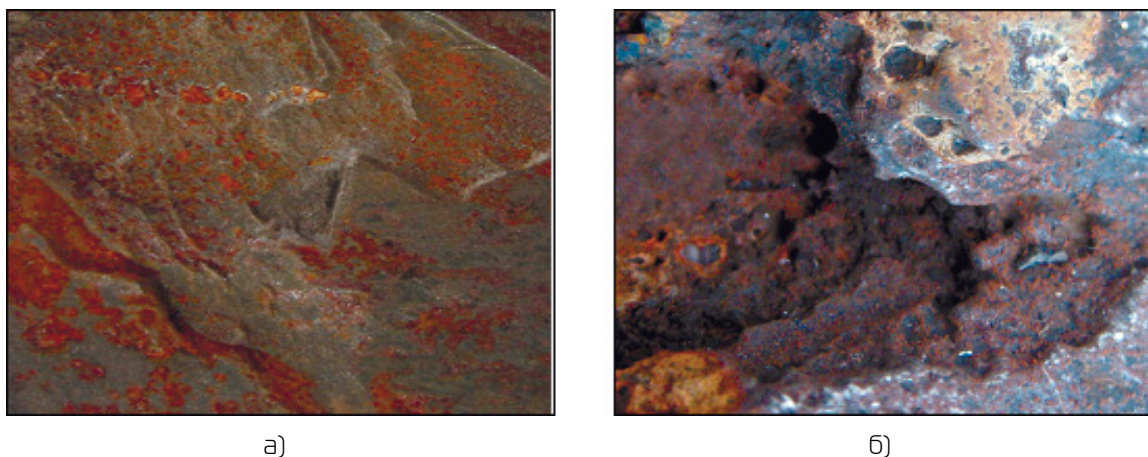


Рис. 5. Дефекты внутренней поверхности трубы:
а – закат прокатной окалины; б – неметаллические включения.

выносом материала, что приводит к образованию локальных повреждений в виде крупных воронкообразных каверн и, в конечном итоге, к сквозному катастрофическому повреждению стенки трубы с потерей герметичности.

Монтажный поперечный сварной шов труб одинарный, с наружной поверхностью черно-коричневого цвета, покрыт остатками пассивной коррозионной защиты, без следов существенных коррозионных повреждений. Наружная поверхность сварного шва шириной от 17,5 мм до 19,3 мм имеет различную высоту с усилением от 0,3 мм до 4,2 мм. Чешуйчатость поверхности сварного шва повышенная. Внутренняя поверхность сварного шва темно-серого цвета, ровная, без трещин, раковин, непроваров и других несплошностей, также покрыта плотным слоем отложений продуктов эксплуатационного происхождения.

Ультразвуковая дефектоскопия сварного соединения и измерение толщины стенки катушки проведены с целью обнаружения различных внутренних дефектов, нарушения однородности основного металла и оценки качества сварочно-монтажных работ в соответствии с ГОСТ 14782–86,

ГОСТ 16037–80. Контроль осуществлялся при помощи ультразвукового дефектоскопа УИУ «Сканер» (модель «СКАРУЧ», зав. №1332) в ручном и автоматическом режимах.

Проводились замеры толщины стенки катушки в размеченных точках, а также сплошной контроль тела трубы 4-я датчиками по зонам сканирования, представленным на рис. 6.

К дефектам, обнаруженным при ультразвуковом контроле, относятся непровар сварного соединения (по результатам ультразвуковой дефектоскопии) и утончение стенок в пределах 16% (по результатам ультразвуковой толщинометрии). Непровар сварного соединения представлен на (рис. 7, а) и обозначен красным цветом, результаты контроля толщины стенки представлены на (рис. 7, б).

Радиографический контроль проводился в соответствии с ГОСТ 7512–82 и применялся для выявления в сварном соединении трещин, непроваров, пор, шлаковых включений, а также прожогов, подрезов, недоступных для внешнего осмотра.

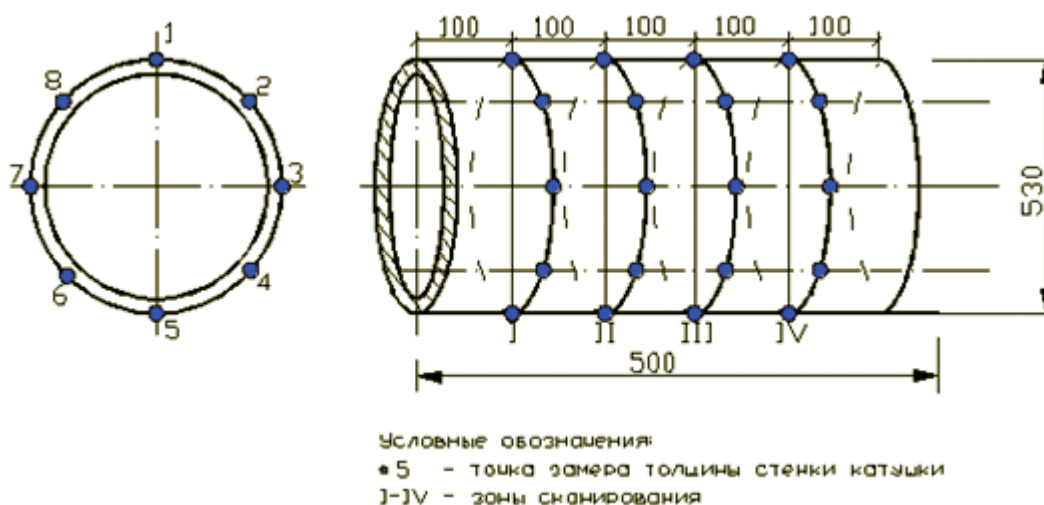


Рис. 6. Места замеров толщины стенки катушки.

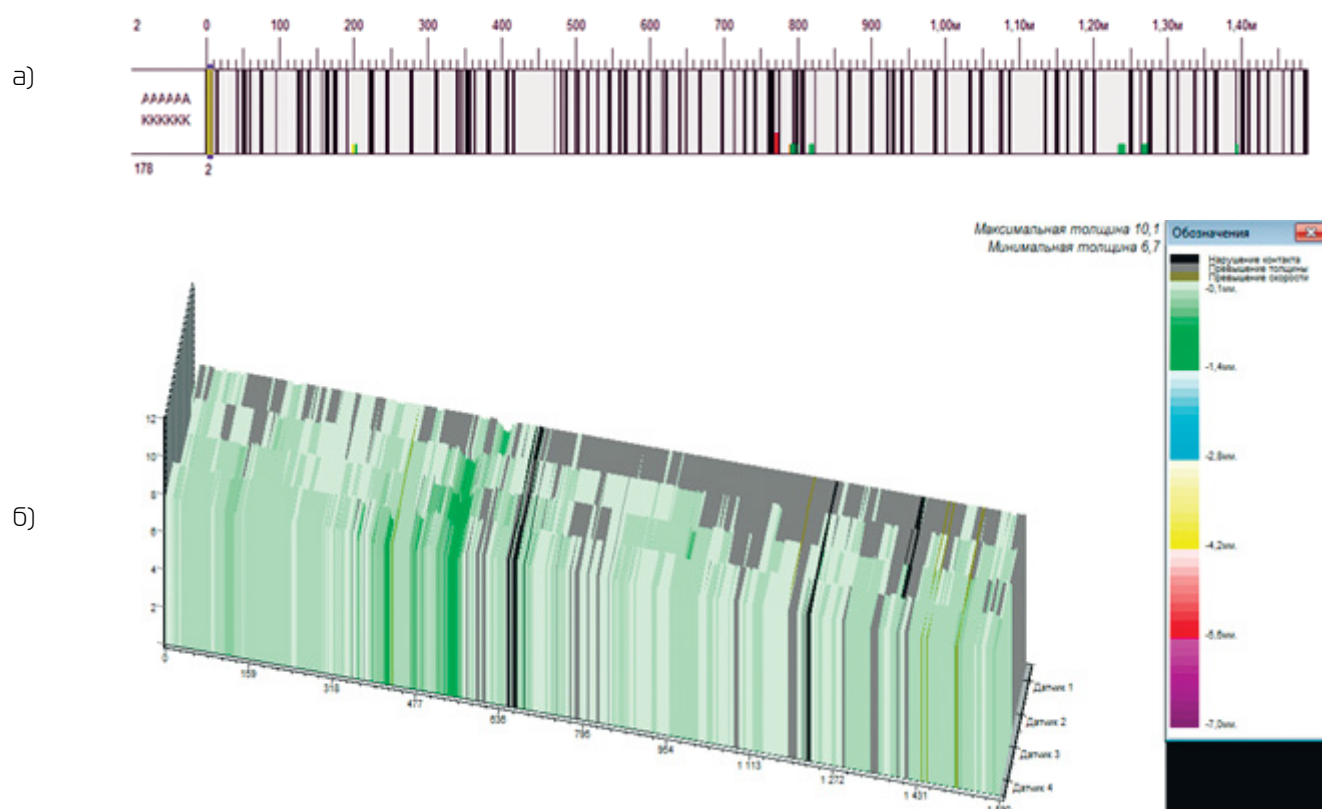


Рис. 7. Результаты ультразвукового контроля

(а - графическое представление результатов ультразвуковой дефектоскопии сварного соединения;
б - графическое представление результатов ультразвуковой толщинометрии катушки).

По результатам радиографического контроля сварное соединение катушки признано негодным из-за обнаружения многочисленных пор (86 шт.), непроваров и шлаковых включений.

В ходе обследования также использовался метод магнитной памяти металла (МПП) в соответствии с ГОСТ Р ИСО 24497-2-2009. Этот метод неразрушающего контроля позволяет получить информацию о напряженно-деформированном состоянии объекта контроля и выявить причины образования возможных зон концентрации напряжений – основных источников развития повреждений. Метод МПП основан на регистрации распределения остаточной намагниченности металла в зоне дефекта, возникающей под действием технологических и эксплуатационных факторов. Для обследования аварийной катушки применялся специализированный магнитометрический прибор ИКН-4М-16 с феррозондовым преобразователем «Тип-2М». На рис. 8 представлена схема сканирования в виде развертки боковой поверхности по одной из образующих трубы. Сканирование осуществлялось по наружной поверхности катушки вдоль образующих 1-1, 2-2, 3-3, 1'-1', 2'-2' и 3'-3', а также по ее диаметрам «Диаметр 1», «Диаметр 2» и «Диаметр 3» непосредственно над коррозионными дефектами 1, 2 и 3 соответственно.

Результаты сканирования представлены в виде распределения нормальной или тангенциальной составляющих напряженности магнитного H_p поля вдоль линии сканирования, при этом выделяют зоны с экстремальными изменениями поля H_p и линии с нулевым

значением поля H_p ($H_p = 0$). Эти зоны и линии являются зонам концентрации остаточных напряжений в соответствии с ГОСТ Р ИСО 24497-2-2009. В настоящем исследовании использовалось значение нормальной составляющей H_p , т. к. только нормальная составляющая индукции не претерпевает изменений и несет прямую информацию о внутреннем поле материала [3]. Обработка результатов сканирования осуществляется в программном обеспечении «ММП-Система». На рис. 9 показаны результаты сканирования вдоль образующей 1-1 (над дефектами) с внешней стороны.

Из рис. 9 видно, что методом МПП из трёх заведомо известных дефектов были обнаружены два (1 и 3 по рис. 8). Кроме того, дополнительно были обнаружены 2 ЗКН, при этом ЗКН-1 соответствует переходу через кольцевой сварной шов, а ЗКН-2, возможно, связан с деформациями при вырезке, транспортировке или хранении катушки, т.к. обнаруживается непосредственно возле её торца. Факт не обнаружения дефекта №2 может быть связан с тем, что он несколько смещен в сторону от линии сканирования и мог оказаться не воспринятым аппаратурой. Это подтверждается результатами сканирования вдоль «Диаметр 2» (см. рис. 8), которые представлены на рис. 10. В этом случае линия сканирования совместилась с точкой дефекта №2.

Аномально резкий скачок напряженности магнитного поля над областью этого дефекта свидетельствует о факте его обнаружения прибором ИКН. В целом, делая вывод о результатах исследования аварийной катушки методом МПП, можно заключить, что в случае заблаговременного

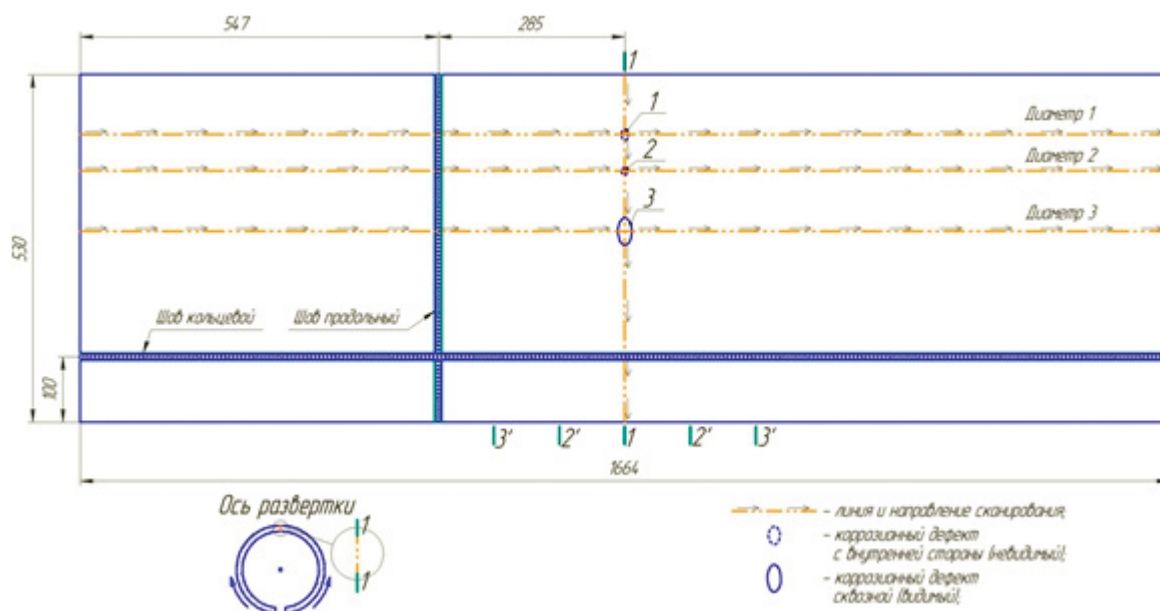


Рис. 8. Схема сканирования катушки по методу МПМ
 1, 2 – дефекты с внутренней стороны (невидимые);
 3 – сквозной дефект (видимый);
 1-1 – сканируемая образующая цилиндра.

применения этого метода существовала возможность предотвратить разрушение и сопутствующие материальные затраты. При этом для определения места непосредственной шурфовки возможно применение бесконтактной магнитометрической диагностики методом МПМ [4].

Анализ химического состава металла катушки с целью определения количественного содержания элементов и идентификации марки стали выполнялся методом искровой оптико-эмиссионной спектрометрии в соответствии с ГОСТ Р 54153–2010. Для определения химического состава были отобраны и подготовлены два сегмента по ГОСТ 7565–81.

Результаты анализа химического состава приведены в таблице 2.

По результатам анализа химического состава установлено, что элементный состав трубы 530х8 близок для конструкционной углеродистой стали марки 17Г1С У по ТУ 14-3-1573-96 (Трубы стальные электросварные прямошовные толстостенные диаметром 530-1020 мм с толщиной стенки до 32 мм для магистральных газопроводов) и(или) 17ГС по ГОСТ 18281-89 с учетом незначительных изменений элементного состава, что также подтверждается паспортными данными о марке стали.

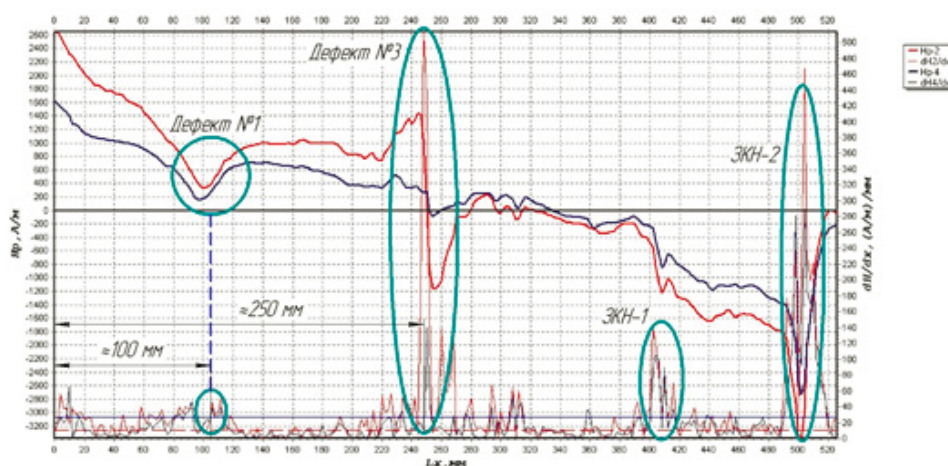


Рис. 9. Результаты сканирования вдоль образующей 1-1.

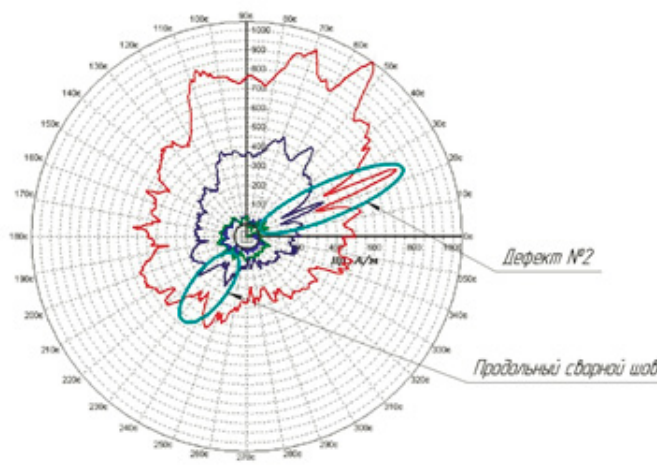


Рис. 10. Результаты сканирования вдоль диаметра над дефектом №2.

Таблица 2. Химический состав металла исследуемых образцов.

№ п/п	Марка стали, (№ сегмента)	Химический состав, %								
		Fe	C	Si	Mn	Cr	Ni	S	P	Cu
1	17ГС, ГОСТ 19281–89	95.74–98.6	0,14–0,2	0,4–0,6	1,0–1,4	≤0,3	≤0,3	≤0,035	≤0,035	≤0,3
Образец №1 (средние значения для двух сегментов)										
2	Сегмент 1	96,95	0,16	0,45	1,53	0,14	0,09	0,014	0,018	0,12
3	Сегмент 2	96,18	0,2	0,51	1,72	0,068	0,05	–	–	0,134

По содержанию основных химических элементов установлено, что инородные неметаллические включения на внутренней поверхности в зоне повреждения трубы являются частицами прокатной окалины с загрязнениями органического и неорганического характера производственного происхождения.

Для определения механических свойств материала трубы были проведены испытания на растяжение плоских пятикратных образцов на разрывной машине УЭМ-10Т при комнатной температуре, скорости нагружения 5 мм/мин и масштабе записи 25 в соответствии с ГОСТ 1497-84; испытания ударной вязкости стандартных образцов типа 3 и 13 при температуре +20 °С, 0 °С и –60 °С на маятниковом копре КМ-30 в соответствии с ГОСТ 9454-78; испытания на склонность к механическому старению методом определения ударной вязкости стандартных образцов типа 3 при температуре +20 °С на маятниковом копре КМ-30 в соответствии с ГОСТ 7268-82 и измерение твердости по методу Бринелля шариком диаметром 5,0 мм при нагрузке 750 кг в соответствии с ГОСТ 9012-59.

Заготовки образцов для испытания на склонность к механическому старению подвергали деформации растяжением из расчета получения 10±0,5% остаточного удлинения при температуре +20 °С и нагреву (искусственному старению) при температуре 250 °С с выдержкой 1 час и с охлаждением на воздухе.

Путем усреднения данных механических испытаний 3-х образцов установлены значения механических характеристик исследуемого металла (таблица 3).

В результате определения характеристик механических свойств установлено, что материал образца трубы 530х8 близки к нормативным значениям конструкционной низколегированной горячедеформированной стали 17Г1С-У без окончательной объемной термической обработки и требованиям ТУ 14-3-1573-96 для категории прочности 52.

Дополнительно в основном материале изделия и непосредственно на поверхности повреждений были проведены измерения микротвёрдости на микротвёрдомере ПМТ-3М при нагрузке 50 грамм в соответствии с ГОСТ 9450-76.

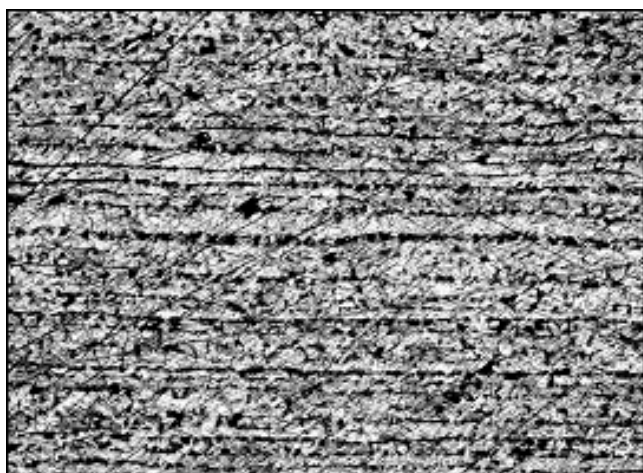
В результате проведенных исследований установлено, что микротвёрдость структурных составляющих в основном материале трубы составляет 192-213 HV_{0,05}. На поверхности повреждений (крупных коррозионных каверн и язв) обнаружены отдельные участки с повышенными до 264 HV_{0,05} значениями микротвёрдости, что указывает на насыщение твердого раствора основного материала посторонними химическими элементами примесей от закатанных в материал экзогенных неметаллических включений.

Металлографический анализ был проведен для выявления дефектов, особенностей структуры и, как следствие, прогнозирования поведения металла в эксплуатационных условиях. Структуру металла изучили на двух различных уровнях: макро- и микроскопическом. Микроструктурный анализ выполняли с использованием светового микроскопа НЕОРНОТ 32 при увеличении до 500 раз с фотографированием цифровой фотокамерой. Отполированные образцы основного материала и поврежденных участков фрагментов трубы были протравлены в 4,0% растворе азотной кислоты в этиловом спирте.

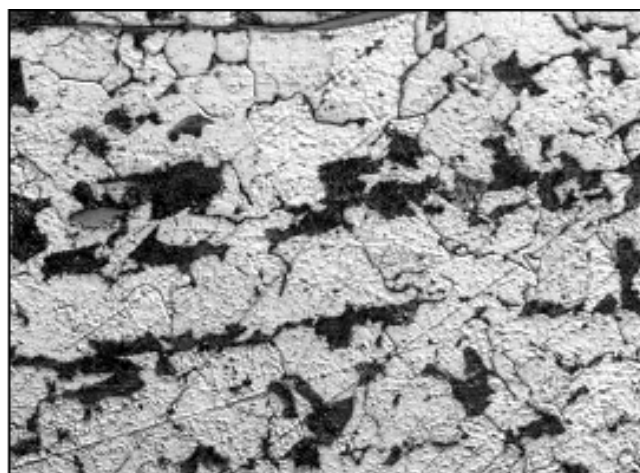
В результате металлографических исследований установлено, что материал трубы 530х8 имеет перлито-ферритную структуру (рис. 11) со строчечностью и структурной полосчатостью в направлении прокатки, что характерно для горячедеформированной качественной конструкционной углеродистой стали 17Г1С-У без окончательной объемной термической обработки, включая контролируемое охлаждение после пластической деформации.

Таблица 3. Результаты механических испытаний образцов.

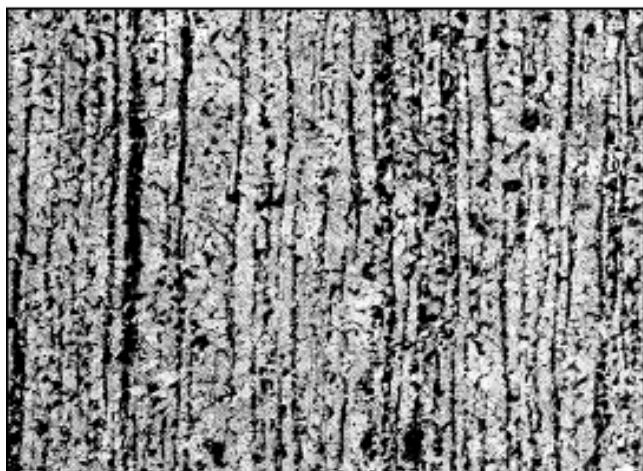
Предел прочности σ_b , Н/мм ²	Предел текучести σ_t , Н/мм ²	Относит. удлинение δ , %	Относит. сужение ψ , %	Ударная вязкость, кДж/м ²				Твердость, НВ
				KCU ⁺²⁰	KCV ⁰	KCU ⁻⁶⁰	KCA ⁺²⁰	
562	409	25,5	54,5	75,5	46,1	51,0	47,1	169



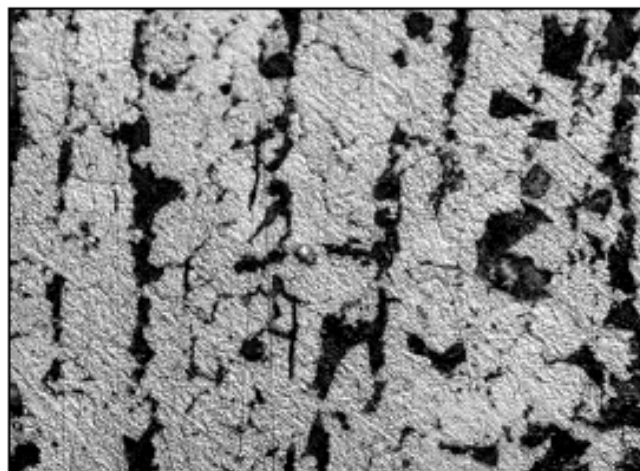
а) продольный, x100



б) продольный, x500



в) поперечный, x500



г) поперечный, x500

Рис. 11. Микроструктура материала объекта исследования.

Макроструктуру материала изучали на поперечных макротемплетах основного материала трубы и материала трубы непосредственно из зоны повреждения методом травления в соответствии с ГОСТ 10243-75.

Визуальным осмотром установлено, что в основном материале трубы (за исключением зоны повреждения) металлургические дефекты (следы усадочных раковин, пустоты, расслоения, неметаллические включения) отсутствуют (рис. 12).

В макроструктуре присутствуют следующие, допустимые по ГОСТ 10243-75 дефекты:

- по всему сечению темплетов структура трубы имеет равномерное мелкозернистое строение;
- по центру сечения наблюдаются цепочки точечных неметаллических включений;
- металлургических дефектов материала в виде флокенов, несплошностей и ликвационных зон, а так же микротрещин и несплошностей не обнаружено;
- точечная неоднородность – 2 балла.

Макроструктура материала трубы из зоны повреждения идентична основному материалу (рис. 13). Недопустимых по ГОСТ 10243-75 металлургических дефектов в виде



Рис. 12. Макроструктура основного материала трубы 530x8.



Рис. 13. Макроструктура материала трубы в зоне повреждений.

расслоений и крупных раскатанных неметаллических включений не обнаружено.

Оценку состояния неметаллических включений проводили по пятибалльной шкале в соответствии с ГОСТ 1778-70. Величину зерна определяли по шкале 1 в соответствии с ГОСТ 5639-82.

Результаты исследований приведены в таблице 4.

Таблица 4. Результаты металлографического анализа.

Неметаллические включения, балл				Величина зерна, балл	Средний размер зерна, мм
Оксиды точечные	Оксиды строчечные	Сульфиды	Силикаты хрупкие		
1	1	3	1	9-10	0,01-0,02

Металлографический анализ материала трубы в зоне повреждений показал, что структура однородна по сечению, идентична основному материалу, и также представляет собой перлитно-ферритную смесь со строчечностью и полосчатостью в направлении прокатки, характерную для горячекатаной углеродистой стали 17Г1С-У без окончательной объемной термической обработки (рис. 14). Следы пластической деформации непосредственно на поверхности разрушения отсутствуют.

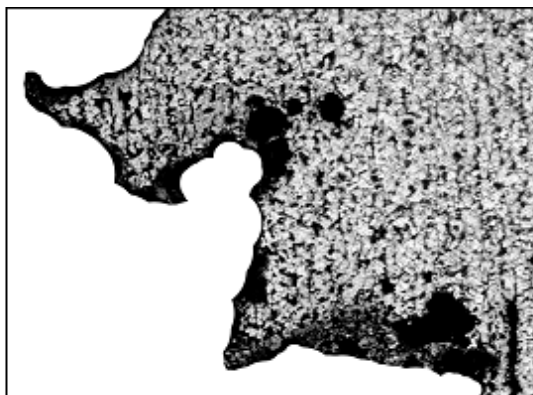
На внутренней поверхности крупных каверн наблюдаются коррозионные повреждения в виде отдельных углублений с прикатанными краями и покрытые плотным слоем продуктов коррозии (окислов) толщиной 30-50 мкм, что указывает на коррозионный характер развития дефектов с сопутствующим процессом электрохимической коррозии. Внутренняя поверхность трубы вне зоны повреждения покрыта рыхлым слоем продуктов коррозии (окислов) толщиной 40-60 мкм.

Исходя из изложенного выше, процесс повреждения стенки трубы 530х8 можно представить следующим образом:

- в результате нарушения технологии горячей деформации трубной заготовки при изготовлении трубы на внутренней поверхности изделия образовались дефекты в виде заката в материал большого количества инородных неметаллических включений;
- в процессе эксплуатации трубопровода на дефектах внутренней поверхности (закатах) в среде повышенной влажности активировался процесс химического и электрохимического коррозионного разрушения материала, что привело к образованию локальных повреждений в виде крупных каверн и, в конечном итоге, к сквозному повреждению стенки трубы с потерей герметичности;



а) x50



б) x100

Рис. 14. Микроструктура материала трубы в зоне повреждений.

- коррозионному разрушению трубы в потоке эксплуатационной жидкости способствовали эрозионные процессы, сопровождающиеся активным выносом материала.

В ходе проведенных исследований и экспертного обследования катушки (фрагмента) аварийного участка конденсатопровода с применением методов неразрушающего и разрушающего контроля были получены основные данные, свидетельствующие о марке материала, его структуре и механических свойствах, а так же о наличии многочисленных дефектов в основном металле и сварном соединении.

Установлено, что фрагмент нефтегазопроводной трубы диаметром 530 мм по сортаменту, марке материала, структуре и механическим свойствам соответствует стальной горячедеформированной бесшовной трубе 530х8 повышенной точности изготовления из конструкционной низколегированной стали 17Г1С-У без окончательной объемной термической обработки по ТУ 14-3-1573-96 для категории прочности 52, нормам и правилам, применяемым при изготовлении изделий этого назначения.

Разрушение трубы 530х8 носит локальный эксплуатационный характер и произошло путем образования и развития на внутренней поверхности изделия катастрофического повреждения в виде крупной каверны со сквозным отверстием округлой формы в результате химической и электрохимической коррозии материала в условиях влажной и кислой коррозионно-активной эксплуатационной среды.

Дефекты на внутренней поверхности трубы в виде каверн и язвенной коррозии образовались при эксплуатации в результате зарождения и последующего развития путем выноса материала из зоны повреждения скоростным потоком транспортируемой жидкости, до полного разрушения тела трубы.

Основным фактором зарождения начальных скрытых дефектов с последующим развитием язвенной коррозии металла в виде крупных каверн и сквозного отверстия округлой формы в эксплуатационных условиях стала

прокатная окалина внутренней поверхности трубы, возникшая в процессе ее производства.

Образование и развитие повреждений стенки трубы в виде крупных каверн и сквозного отверстия округлой формы произошло на скрытых дефектах производственного происхождения – закатах большого количества экзогенных неметаллических включений (прокатной окалины с иными неорганическими загрязнениями), образовавшихся в результате нарушения технологии термомеханической обработки материала на предприятии - изготовителе в процессе производства трубы.

Локализация коррозии трубопроводов под окалиной объясняется тем, что в окалине имеются отдельные дефекты (поры, закаты, микротрещины и т.д.), через которые к поверхности металла из потока, контактирующего с трубой, проникает вода, содержащая растворенный кислород. Причем скорость развития коррозии контактного типа превышает обычную атмосферную в несколько раз.

Таким образом, наличие на внутренней поверхности труб закатов, окислов с различной защитной способностью, возникающих в процессе производства труб, во многом определяет зарождение и развитие язвенной коррозии металла в эксплуатационных условиях.

Своевременно выявлять скрытые дефекты структуры металла нефтегазопроводов являющиеся причиной разрушения и аварий при их эксплуатации позволяют принципиально новые и эффективные методы технической диагностики, такие как метод акустической эмиссии (АЭ) и метод магнитной памяти металла.

Современная классификация методов НК относит методы АЭ и МПМ к пассивным, то есть использующим собственные физические поля, отображающие внутреннюю энергию материала объекта контроля. Эти два метода получили в настоящее время наибольшее распространение на практике для ранней диагностики повреждений трубопроводов, позволяя обеспечить их 100% обследование в режиме экспресс-контроля [5].

ЛИТЕРАТУРА

1. Николаев А.С. Единая транспортная система. – М.: Лицей, 2001. – 346 с.
2. РД 39–132–94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. – М: ИПТЭР, 1994. – 159 с.
3. Власов В.Т., Дубов А.А. Физические основы метода магнитной памяти металла. – М.: ЗАО «ТИССО», 2004. – 424 с.
4. Дубов А.А., Дубов Ал.А. Опыт применения бесконтактной магнитометрической диагностики трубопроводов и перспективы ее развития. - Контроль. Диагностика. - М.: ООО «Издательский дом «Спектр», 2014. - № 4. - с. 64-67.
5. О проблеме измерения характеристик напряженно-деформированного состояния конструкционных материалов сложных технических объектов. Энергетическая концепция диагностики напряженно-деформированного состояния (НДС) материалов. Дубов А.А., Власов В.Т. URL: www.energodagnostika.ru.
6. Заключение № 401.1214 по результатам экспертного обследования катушки (фрагмента) аварийного участка конденсатопровода. – Ухта: ООО «ЭкспертСтрой», 2014. – 32 с.
7. Борейко Д.А., Быков И.Ю., Смирнов А.Л. Чувствительность метода акустической эмиссии при обнаружении дефектов в трубных изделиях. - Дефектоскопия. – Екатеринбург: «Издательство «Наука», 2015. – №8 – с. 24–33.

REFERENCES

1. Nikolaev A.S Integrated transport system. – M.: Lyceum, 2001. – 346 p.
2. Regulatory guide 39–132–94. Rules on manual, revision, repair and rejection of oilfield pipelines. M.: IPTER, 1994. – 159 p.
3. Vlasov V.T., Dubov A.A. The physical basis of the method of metal magnetic memory. – M.: CJSC "TISSO", 2004. – 424 p.
4. Dubov A.A., Dubov A.A. Experience of application of the contactless magnetometric diagnostics of pipelines and perspectives of its development. Control. Diagnosis. M.: LLC Publishing house "Spectrum", 2014. - #4. - p. 64-67.
5. The problem of measuring the characteristics of the stress-strain state of structural materials of complex technical objects. Energy concept for diagnostics of stress-strain state (SSS) materials . Dubov A.A., Vlasov V.T. www.energodagnostika.ru.
6. Conclusion report # 401.1214 on the results of expert surveys of the reel (fragment) damaged section of a condensate line. Ukhta: LLC "Ekspertstroy", 2014. – 32 p.
7. Borejko D.A., Bykov I.Ju., Smirnov A.L. Sensitivity: acoustic emission method to detect defects in tubular products. - Defectoscopy. – Ekaterinburg "Nauka" publishers, 2015. – # 8 – p. 24-33.



Издательство "Инфра-Инженерия" представляет новую книгу Александра Ветошкина "Физические основы и техника процессов сепарации пены".

В книге рассмотрены физико-химические основы процессов, лежащие в основе сепарации пены на исходные фазы при воздействии физико-механических факторов и различных физических полей, включая акустическое, электрическое и термическое. На основе предложенной классификации механических пеногасителей подробно рассмотрены вопросы моделирования и расчета процессов разделения и разрушения пены в статических и динамических пеногасителях. С учетом предложенных моделей приведены методики и примеры расчета механических пеногасителей различных типов, даны анализ их работы и технико-экономическая оценка.

Большое внимание уделено рассмотрению конструкций физико-механических пеногасителей и вопросов применения различных способов и устройств для механического и физического пеногашения в технологических процессах.

Книга может представлять интерес для специалистов различных отраслей промышленности: нефтедобывающей, горно-рудной, химической, пищевой, химико-фармацевтической, строительной, для студентов вузов различных направлений подготовки. Материалы книги могут быть применены при проектировании технологических процессов и оборудования, где используются газожидкостные системы.

Оформить заказ на книгу можно на сайте Издательства "Инфра-Инженерия":
<http://www.infra-e.ru>
 skype: infra_e

Аннотации статей

УДК 622.24

РАЗРАБОТКА РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ ПОГЛОЩЕНИЙ И СЕРОВОДОРОДНОЙ АГРЕССИИ (С. 5)

Алексей Михайлович Вороник
Юрий Леонидович Логачев
Сергей Владиславович Каменских
Надежда Михайловна Уляшева

Ухтинский государственный технический университет - УГТУ
169300, Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: kaf_bs@ugtu.net

Крепление скважины – это заключительный этап работ по ее проводке, который во многом определяет качество, надежность и сроки службы при дальнейшей эксплуатации. В связи с чем, к операции цементирования предъявляются повышенные требования, которые затрагивают обширный ряд вопросов. Сюда можно отнести: выбор технологических жидкостей и определение их свойств, совместимость применяемых растворов, подготовка ствола скважины, поиск и определение оптимальных гидродинамических параметров цементирования и другое. А если по разрезу скважины наблюдаются осложнения, связанные с поглощениями, неустойчивостью пород или агрессивными средами, то это всегда вносит дополнительные трудности в решение вышеперечисленных задач. В статье авторами приводится комплекс решений, направленный на повышение качества и надежности крепления скважин, путем поиска оптимальных методов и средств, заключающихся в отработке рецептур буферных и цементных растворов, определении гидродинамических параметров цементирования по средствам моделирования самого процесса, с учетом наблюдаемых поглощений промысловой жидкости и сероводородной агрессии.

Ключевые слова: цементирования; поглощения; сероводородная агрессия; буферная жидкость; цементный раствор; «отрывное течение»; обсадная колонна; кольматация.

УДК 622.24

ПРОХОЖДЕНИЕ СТОХАСТИЧЕСКОГО СИГНАЛА ЧЕРЕЗ ВАРИАЦИОННУЮ СТРУКТУРУ ИЗМЕРЕНИЯ ГРАДИЕНТА КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА (С. 12)

¹Николай Денисович Цхадая
¹Борис Алексеевич Перминов
²Виктор Борисович Перминов
¹Зафар Хангусейн оглы Ягубов
¹Эмин Зафар оглы Ягубов
³Лидия Петровна Бойченко

¹Ухтинский государственный технический университет
169300, Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: boris.perminoff2013@yandex.ru

²ООО «Газпром трансгаз Ухта»
169300, Ухта, пр. Ленина, д. 39/2
E-mail: vperminov@sgr.gazprom.ru

³ГБПОУ «Пищевой колледж № 33»
115404, Москва, ул. 6-ая радиальная, 10

При воздействии случайных возмущений на бурильную колонну при углублении скважины её динамика становится непредсказуемой, что вносит существенные осложнения при измерении текущих буровых параметров. Возникает необходимость оценки прохождения стохастических сигналов по каналу измерения и их соответствие расчетными значениями. Для определения несоответствия экспериментальных результатов и теоретических, проведенных с использованием гипотетической передаточной функции авторами предлагается регрессионная модель этой передаточной функции, позволяющая определить ошибку сравнения результатов. Рассмотрена методика расчета основных коэффициентов регрессионной модели, с использованием которых выводится уравнение сумм, положенное в основу построения модели. Проведено построение регрессионной модели по гипотетической передаточной функции, которая может найти широкое применение для экспериментальных исследований частотных, динамических свойств вариационной структуры измерения градиента крутящего момента, а так же определения метрологических параметров.

Ключевые слова: случайные диссипативные силы; гипотетическая

передаточная функция; регрессионная модель; случайное возмущение; разностные суммы; минимум ошибки.

УДК 622.245

АНАЛИЗ РАЦИОНАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИРОВАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ ПРОХОДКЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В БАССЕЙНЕ «КЫУ ЛОНГ» (СРВ) (С. 16)

¹Николай Владимирович Соловьев
²Чан Суан Дао
¹Нгуен Тиен Хунг
³Чыонг Ван Ты

¹МГРИ-РГГРУ
117997, Россия, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23
E-mail: nvs@mgri-rggru.ru; daotx.rd@vietsov.com.vn

Тел. 8 (903) 166-65-20
²СП «Вьетсовпетро»
СР Вьетнам, г. Вунг Тау, ул. Ле Лой, д. 105

E-mail: daotx.rd@vietsov.com.vn
Тел.: +84903118261

³Ханойский горно-геологический университет
СР Вьетнам, Ханой, район Дык Тханг, ул. Фо Виен, д. 18
E-mail: truongvantuktd50@gmail.com
Тел. 8 (966) 095-04-84

Выполнен анализ типовых ингибирующих буровых растворов, применяемых при бурении в глинистых породах в интервалах залегания миоценовых и олигоценых отложений бассейна «Кыу Лонг» (СРВ). Основное внимание уделено природе и функциям химических реагентов, входящих в состав рекомендуемых буровых растворов. Проанализированы результаты экспериментальных исследований по определению их реологических параметров и ингибирующей способности, что позволило определить рациональные условия применения различных типов ингибирующих буровых растворов при бурении в глинистых породах на месторождениях предприятия «Вьетсовпетро» (СРВ). Выработаны рекомендации по рецептуре и рациональным условиям применения исследуемых типов буровых растворов.

Ключевые слова: бурение; ингибирующий буровой раствор; химические реагенты; ингибитор; глиносодержащие горные породы; набухание глин.

УДК 622.245.12

РАЗРАБОТКА ДИЗАЙНА ФИЛЬТРА-ХВОСТОВИКА ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ УЧАСТКОВ СКВАЖИНЫ БОЛЬШОЙ ДЛИНЫ (с. 24)

**Светлана Александровна Кейн
Иван Николаевич Андронов
Сергей Валерьевич Швец
Владимир Павлович Пятибрат**

Ухтинский государственный технический университет
169300, Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: sergeyshvets89@mail.ru

Представлена методика расчета притока флюида к горизонтальному стволу большой длины в зависимости от скважности фильтра-хвостовика. Для условий нефтяного месторождения имени Юрия Корчагина выполнены исследования зависимости накопленного по длине скважины притока флюида с учетом фильтрационных сопротивлений щелевого фильтра. Исследования показывают, что принятое в настоящее время в практике строительства скважин использование фильтров с увеличением числа щелей от конечного забоя по направлению к устью не дает эффекта, целесообразно использовать фильтры с постоянной скважностью. При увеличении скважности фильтра больше 5% накопленный приток нефти практически не меняется. Представленная методика позволяет на стадии проектирования фильтра обоснованно выбрать то количество щелей на 1 погонный метр обсадной трубы, которое обеспечивает оптимальные условия эксплуатации как отдельных скважин, так и месторождения в целом на разных стадиях его разработки и эксплуатации.

Ключевые слова: фильтр-хвостовик; скважность; легкосплавная колонна.

УДК 622.243

АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ НЕЦИЛИНДРИЧЕСКИХ СЛОЖНЫХ ФОРМ ПОПЕРЕЧНОГО СЕЧЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ (с. 28)

Вячеслав Васильевич Нескоромных

Сибирский федеральный университет
660025, г. Красноярск, проспект имени газеты «Красноярский рабочий», 95
E-mail: sovair@bk.ru

Выполнено аналитическое исследование причин и условий формирования нецилиндрических стволов скважин, формирование которых связано со сложным режимом работы бурового инструмента – гипоциклическим вращением бурового долота. Сделаны рекомендации по устранению данного нежелательного явления при бурении.

Ключевые слова: бурение; долото; ствол скважины; форма ствола скважины; разрушение горной породы.

УДК 622.24.05: 621.317.3

ЧАСТОТНЫЕ ИСКАЖЕНИЯ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ГРАДИЕНТА КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА ВАРИАЦИОННОЙ СТРУКТУРЫ (с. 33)

¹**Борис Алексеевич Перминов**

²**Виктор Борисович Перминов**

³**Зафар Хангусейн оглы Ягубов**

¹**Эмин Зафар оглы Ягубов**

¹**Иван Алексеевич Дементьев**

¹**Елена Владимировна Тетеревлёва**

¹Ухтинский государственный технический университет
169300, Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: boris.perminoff2013@yandex.ru

²ООО «Газпром трансгаз Ухта»
169300, Ухта, пр. Ленина, д. 39/2
E-mail: vperminov@sgp.gazprom.ru

Вариационная структура измерения крутящего момента имеет раздельные каналы измерения мощности двигателя привода и угловой скорости вращения бурильной колонны, выходы которых объединяются блоком деления. Каналы измерения характеризуются дифференциальными свойствами. Всё это предопределяет необходимость частотного согласования каналов измерения во избежание частотных искажений, а, следовательно, исследования частотных характеристик всей структуры в целом.

Ключевые слова: каналы измерения; частотное согласование; частотные характеристики; частотные искажения.

УДК 622.242

АВТОМАТИЗАЦИЯ СПО – РЕАЛЬНАЯ ПЕРСПЕКТИВА ОБЛЕГЧЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА В ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОМ БУРЕНИИ (с. 39)

Леонид Артемьевич Лачинян

ОАО «Завод бурового оборудования»
460026, Оренбург, пр. Победы, 118
E-mail: Lachinjan56@gmail.com

В статье рассмотрено современное состояние условий труда бурового персонала в процессе проведения спуско-подъемных операций (СПО) при бурении геолого-поисковых и разведочных скважин. Отмечается, что все более широкое применение способа бурения со съёмным керноприёмником привело к ослаблению внимания к проблеме облегчения и повышения техники безопасности труда, хотя физические нагрузки и опасность травматизма, связанные с манипуляциями с бурильной свечой при этом способе возросли. Приводится принципиальная схема буровой установки с автоматизацией СПО с совмещением их во времени, что повышает мобильность установки, безопасность условий труда и рейсовой скорости бурения.

Ключевые слова: буровой персонал; спуско-подъемные операции (СПО); автоматизация СПО; буровая установка; керноприёмник.

УДК 622.245.422

ЦЕМЕНТ КАК МАТЕРИАЛ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА СКВАЖИН ДОЛЖЕН БЫТЬ ЗАМЕНЕН, ВОЗМОЖНО, ПЕНОПОЛИУРЕТАНОМ (с. 46)

Георгий Николаевич Лышко

ООО «БурениеСервис»
350901, г. Краснодар, ул. Черкасская, 28, оф. 38
E-mail: burserv@mail.ru

Перечислив недостатки цемента как материала для изоляции заколонного пространства скважин, автор предлагает возможную замену цементу – пенополиуретан. Такая замена автору представляется высокоэффективной.

Ключевые слова: цемент; скважина; изоляция; миграция флюида; полиуретан.

УДК 622.276.64

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА РАСТВОРОВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПОЛИМИКТОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (с. 49)**Михаил Константинович Рогачев
Александра Николаевна Кузнецова**Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»
199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д. 2.
E-mail: Just.aleksandra.kuznetsova@gmail.com

Рассмотрено текущее состояние разработки нефтяных месторождений с низкопроницаемыми полимиктовыми коллекторами. Доказывается эффективность применения поверхностно-активных веществ в системе заводнения нефтяных месторождений, приводятся основные требования к реагентам. Приведены результаты экспериментальных исследований растворов ПАВ и даются рекомендации по их практическому использованию при заводнении низкопроницаемых полимиктовых коллекторов.

Ключевые слова: нефть; полимиктовый коллектор; заводнение; поверхностно активные вещества.

УДК 622.276.1/.4

ВЕРОЯТНОСТНАЯ МОДЕЛЬ МАССИВНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ВЕРХНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ И СИЛУРИЙСКО-ДЕВОНСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ (с. 54)**Дмитрий Александрович Скуба
Максим Геннадьевич Колбунов
Ольга Вадимовна Савенок
Валентина Николаевна Соловьёва**Кубанский государственный технологический университет
350072, Краснодар, ул. Московская, 2
E-mail: olgasavenok@mail.ru

Обосновывается вероятностная геолого-гидродинамическая модель залежей нефти в карбонатных коллекторах верхнекаменноугольных и силурийско-девонских отложений, позволяющая проектировать эффективные технологии выработки запасов, а также использовать для прогноза технологических показателей разработки апробированные аналитические методики, созданные для

вероятностно-статистических моделей.

Ключевые слова: неоднородность; вероятностная модель; карбонатные отложения; циклическое заводнение; выработка запасов.

УДК 622.276

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ АЗИМУТАЛЬНОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННЫХ ТРЕЩИН НА РАЗРАБОТКУ СЛОЖНОПОСТРОЕННОЙ КАРБОНАТНОЙ ЗАЛЕЖИ (с. 66)**Дмитрий Александрович Мартюшев**Пермский национальный исследовательский политехнический университет
614990, Пермский край, г. Пермь, пр-т Комсомольский, д. 29
E-mail: martyushevdi@inbox.ru

В данной статье проанализирована динамика производительности добывающих скважин с горизонтальным стволом, расположенным вдоль и перпендикулярно направлению трещиноватости. Рассмотрено влияние азимутального распространения естественных трещин на скорость движения фронта закачиваемой воды от нагнетательных к добывающим скважинам. Выявлено, что интенсивный процесс обводнения характеризуется в добывающих скважинах, расположенных в зоне простирания естественных трещин, в северо-западном и юго-восточном направлениях относительно нагнетательных скважин.

Ключевые слова: карбонатный коллектор; азимутальное распространение трещиноватости; потокометрические исследования; производительность добывающих скважин; обводненность продукции.

УДК 622.245.54

АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА (с. 70)**Николай Иванович Николаев
Кирилл Сергеевич Купавых**Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»
199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д. 2.
E-mail: nikinik@mail.ru

Показана возможность эффективной передачи энергии импульсно-волновым способом от устья скважины в призабойную зону пласта. Определено, что энергетическая эффективность гидроимпульсного воздействия на забой скважины определяется величиной среднего импульсного давления на устье, а также частотой изменения этого давления и ее отношением к «собственной частоте» столба скважинной жидкости.

Ключевые слова: освоение скважин; гидроразрыв; призабойная зона; экология; гидроимпульсное воздействие.

УДК 622.692.4

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПОЗИТНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ (с. 72)**Евгений Анатольевич Любин
Дмитрий Сергеевич Густов**Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»
199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д. 2.
E-mail: Lyubin.Evgeniy@gmail.com

В статье приводится анализ зарубежного опыта применения труб для транспорта углеводородов из различных материалов (сталь, алюминий, полиэтилен композиты). Дана классификация труб, краткие сведения о методах их изготовления, и способах применения. Рассмотрены преимущества и недостатки многослойных гибких композитных труб. Выделены проблемы, требующие поиска решения для применения труб из современных материалов в нефтегазовой промышленности.

Ключевые слова: композитные трубы; стеклопластиковые трубы; природный газ; газопроводы.

УДК 622.691.4:628.517

ЭКСПЕРТНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ФРАГМЕНТА АВАРИЙНОГО УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЯЗВЕННОЙ КОРРОЗИИ (с. 78)**¹Игорь Юрьевич Быков
¹Дмитрий Андреевич Борейко
²Антон Леонидович Смирнов
³Вячеслав Леонидович Мещанкин**¹Ухтинский государственный технический университет

169300, Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: i-bykov@ugtu.net

²ООО «ЭкспертСтрой»

169300, Ухта, ул. Семьяшкіна, 10,
офис 10

E-mail: es-ukhta@mail.ru

³ООО «Северный региональный
технический центр диагностики и
технической экспертизы»

169300, Ухта, ул. Семьяшкіна, 8а

E-mail: ditek@yandex.ru; mvl-42@
yandex.ru

В статье представлены результаты
экспертного обследования катушки
(фрагмента) аварийного участка
конденсатопровода Вуктыл – СГПЗ
(2-я нитка), проводимого для
выявления причин возникновения
дефекта в виде сквозной язвенной

коррозии. В ходе обследования
были использованы методы нераз-
рушающего контроля (ВИК, УЗК,
РК, МПМ), а также определены ме-
ханические свойства металла и хи-
мический состав методом искровой
оптико-эмиссионной спектроскопии.

Ключевые слова: трубопровод;
неразрушающий контроль; экспертное
обследование; язвенная коррозия.

SOLUTIONS TO IMPROVE WELL CASING CEMENTING UNDER CIRCULATION LOSS AND HYDROGEN- SULFIDE CORROSION (p. 5)

Aleksej Mihajlovich Voronik
Jurij Leonidovich Logachev
Sergej Vladislavovich Kamenskih
Nadezhda Mihajlovna Uljasheva

Ukhta state technical university, Ukhta
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta,
Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: kaf_bs@ugtu.net

Well casing – it is the final stage
of work for wiring well which can
determine the quality, reliability, and
the well life while further operation.
That is why the high requirements
imposed for cementing operation. This
affect a large number of questions. For
example, choice of technological fluids
and determination of its properties;
compatibility used solution; preparation
of wellbore, search and definition
optimal hydrodynamic parameters of
cementing and other. If the borehole
has complications, instability of rocks
or aggressive environ that adds
additional difficulties in the solving
above tasks always. In this article the
authors have shown complex solutions
to increase quality and reliability for
fix hole search by optimal methods
and means. This is to work out of
buffer formulations of slurries and to
determine of hydrodynamic parameters
for cementing by means of simulation
of the process with observed
acquisitions mud and hydrosulfuric
aggression.

Key words: cementation;
absorption; hydrosulfuric aggression;
buffer fluids; cement fluids; separated
flow; casing, mudding.

STOCHASTIC SIGNAL PASSAGE THROUGH VARIABLE-BASED STRUCTURE OF TORQUE GRADIENT (p. 12)

¹Nikolaj Denisovich Chadaja

¹Boris Alekseevich Perminov

²Viktor Borisovich Perminov

¹Zafar Hangusejn ogly Jagubov

¹Jemin Zafar ogly Jagubov

³Lidija Petrovna Bojchenko

¹Ukhta state technical university,
Ukhta

Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta,
Republic of Komi, 169300, Russia

E-mail: boris.perminov2013@yandex.
ru

²Ltd. "Gazprom transgaz Ukhta" Ukhta
39/2, Leninsky prospect, Ukhta,
Republic of Komi, 169300, Russia

E-mail: vperminov@sgp.gazprom.ru

³Pishhevoj kolledzh № 33
10, 6-Radial'naja str., Moscow, 115404,
Russia

Random perturbation of a drill string
its dynamics becomes unpredictable
while drilling. There is a need to assess
the passage of stochastic signals on
the measurement channel and their
correspondence to the calculated
values. To determine the mismatch of
experimental and theoretical results,
carried out using a hypothetical
transfer function, the authors propose
a regression model for this transfer
function, to allow determining the
error comparison results. The method
of calculation of the main coefficients
of the regression model It displays an
equation of sums, used as the basis
for building the model. Regression
model on a hypothetical transfer
function is conducted. It can find
wide application for experimental
studies of the frequency, the dynamic
properties of the variational structure
of gradient measurement of torque

and determination of metrological
parameters.

Key words: random dissipative
forces; hypothetical transfer function;
regression model; random perturbation;
the differential amount; the minimum
error.

RATIONAL CONDITIONS OF APPLICATION INHIBITED DRILLING MUD WHILE KYU LONG WELL DRILLING (SOCIALIST REPUBLIC OF VIETNAM) (p. 16)

¹Nikolaj Vladimirovich Solov'ev

²Chan Suan Dao

¹Nguyen Tien Hung

³Chyong Van Ty

¹Russian State Geological Prospecting
University (MGPI-RSGPU)

23 Miklukho-Maklaja str., Moscow,
117997, Russia

E-mail: nvs@mgi-rggru.ru; daotx.rd@
vietsov.com.vn

²JV «Vietsovpetro»

105, Le Loj str., Vung Tau, SR Viet-
Nam

E-mail: daotx.rd@vietsov.com.vn

Phone: +84903118261

³Hanoi State Mining University

18, Fo Vien str., Dyk Thang, Hanoi, SR
Viet-Nam

E-mail: truongvantuktd50@gmail.com

Phone: 8 (966) 095-04-84

Inhibitor drilling fluid is used for
the drilling process through rock layers
containing clay minerals in Miocene
and Oligocene strata, Cuu Long basin,
Vietnam. This study focuses on the
characterization and function of
chemicals in the recommended drilling
fluid. The rheological properties and
inhibiting ability of the drilling fluid
was also analyzed. This allows for
the determination of the appropriate
conditions to use the inhibitor

drilling fluid. It allows application of these drilling fluids in the oil and gas drilling process in Cuu Long basin, Vietnam.

Key words: drilling; non-dispersing mud; chemicals; inhibitor; rock containing clay mineral; clay inhibitor.

SLOTTED FILTER DESIGN TO FIX HORIZONTAL WELLBORE OF GREAT LENGTH (p. 24)

**Svetlana Aleksandrovna Kejn
Ivan Nikolaevich Andronov
Sergej Valer'evich Shvec
Vladimir Pavlovich Pjatibrat**

Ukhta state technical university, Ukhta Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: sergeyshvets89@mail.ru

A calculating procedure of fluid flow in long horizontal wells depending on the porosity of the filter liner is discussed. For the Yuri Korchagin oil field conditions studies performed depending the hole length accumulated fluid flow filtration resistance based of the filter slot. Studies show: as the current practice in well used filters with increasing number of slots on the end face toward the mouth of no effect, it is advisable to use filters with a constant duty cycle. With the increase in porosity of the filter is greater than 5% cumulative oil flow does not change. The presented method allows the design stage filter reasonably select the number of slits per 1 meter of the casing. That provides the optimal operating conditions of individual wells and fields in general at different stages of their development and use.

Key words: filter liner; duty cycle; alloy string.

CONDITIONS OF COMPLEX NON-CYLINDRICAL SHAPE OF WELLBORE CROSS-SECTIONS (p. 28)

Vjacheslav Vasil'evich Neskromnyh

Siberian Federal University
95, Prospekt imeni gazety «Krasnojarskij rabochij», Krasnojarsk, 660025, Russia
E-mail: sovair@bk.ru

Analytical study of the causes and conditions of formation of non-cylindrical well bores is performed for the formation of which is associated

with a complex mode of operation of the drilling tool gepaticeski rotation of the drill bit. Recommendations are made to eliminate the undesirable phenomena during drilling.

Key words: drilling; drill bit; wellbore; wellbore; destruction of rock.

FREQUENCY DISTORTIONS WHILE THE GRADIENT OF THE TORQUE VARIATION PATTERNS CHANGES (p. 33)

**¹Boris Alekseevich Perminov
²Viktor Borisovich Perminov
¹Zafar Hangusejn ogly Jagubov
¹Jemin Zafar ogly Jagubov
¹Ivan Alekseevich Dement'ev
¹Elena Vladimirovna Teterevljova**

¹Ukhta state technical university, Ukhta Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: boris.perminoff2013@yandex.ru

²Ltd. "Gazprom transgaz Ukhta" Ukhta 39/2, Leninsky prospect, Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: vperminov@srg.gazprom.ru

The variational structure of the torque measurement has separate channels for measuring the power of the driving motor and the angular velocity of rotation of the drill string, the outputs of which are combined by the dividing block. The measurement channels are characterized by differential properties. All this determines the need for frequency harmonization of measurement channels to avoid frequency distortion and, therefore, studies of the frequency characteristics of the whole structure.

Key words: measurement channels; frequency matching; frequency characteristic; a frequency distortion.

TRIPPING AUTOMATION IS A REAL FACILITATION AND IMPROVEMENT OF SAFETY IN EXPLORATION DRILLING (p. 39)

Leonid Artem'evich Lachinjan

ZBO Drill Industries, Inc., 118, Lenina prospect, Orenburg, 460026, Russia
E-mail: Lachinjan56@gmail.com

The article considers the current conditions of drilling personnel during

tripping operations (SPO) while drilling of prospecting and exploration wells. It is noted that a wider application of the method of drilling with removable equipment have led to a weakening of attention to the problem of facilitating and enhancing labour safety, although physical activity and the risk of injury associated with manipulation with the drill pipe stands in this method has increased. A schematic drawing of the rig with automation open source software with the combination of them in time, which increases the mobility, safety, working conditions and regular drilling speed is given.

Key words: drilling personnel; chute-lift operations (STRs); STRs automation; drilling rig; equipment.

CEMENT AS A MATERIAL FOR ISOLATION OF CASING ANNULUS OF THE WELLS NEEDS TO BE REPLACED, PERHAPS WITH POLYURETHANE FOAM (p. 46)

Georgij Nikolaevich Lyshko

LLC «Burenie Servis»
Of. 38, 28, Cherkasskaja St., Krasnodar, 350901, Russia
E-mail: burserv@mail.ru

Listing the disadvantages of cement as material for isolation of wells casing, the author suggests a possible replacement of cement - polyurethane foam. The implementation of the polyurethane foam seems high effective.

Key words: cement; oil well annulus insulation; fluid migration; polyurethane.

RESEARCH AND DEVELOPMENT OF SURFACTANTS SOLUTIONS FOR WATER FLOODING LOW-PERMEABILITY POLYMICTIC RESERVOIRS (p. 49)

**Mihail Konstantinovich Rogachev
Aleksandra Nikolaevna Kuznetsova**

National Mineral-Resources University «Gorny»
Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia
E-mail: Just.aleksandra.kuznetsova@gmail.com

The current state of development of oil fields with low-permeability polymictic reservoirs is discussed. The effectiveness of surfactants in

the system of water-flooding of oil fields, are the basic requirements for the reagents is proven. The results of experimental studies of surfactant solutions and recommendations for their practical use for waterflooding low-permeability polymictic reservoirs are given.

Key words: oil; polymictic reservoir; waterflooding; surfactant.

PROBABILISTIC MODEL OF MASSIVE OIL DEPOSITS UPPER CARBONIC BASIN AND SILURIAN-DEVONIAN CARBONATE DEPOSITS OF THE TIMAN-PECHORA PROVINCE (p. 54)

Dmitrij Aleksandrovich Skuba
Maksim Gennad'evich Kolbunov
Ol'ga Vadimovna Savenok
Valentina Nikolaevna Solov'jova

Kuban State University of Technology
 2, Moskovskaja St., Krasnodar, 350072, Russia
 E-mail: olgasavenok@mail.ru

Substantiates the stochastic of geological and hydrodynamic model of oil deposits in the Upper Carboniferous reservoirs and Silurian-Devonian, which allows to design efficient production technology stocks are given. Being used to predict the development of technological parameters approved analytical methods designed for stochastic and statistical models.

Key words: heterogeneity; stochastic model; carbonate deposits; cyclic flooding; recovery of reserves.

EVALUATION OF THE INFLUENCE OF THE AZIMUTHAL DISTRIBUTION OF NATURAL FRACTURES ON THE DEVELOPMENT OF A STRUCTURALLY COMPLEX CARBONATE RESERVOIR (p. 66)

Dmitrij Aleksandrovich Martjushev

Perm National Research Polytechnic University
 29, Komsomol'skij prospect, Perm', 614990, Russia
 E-mail: martjushevd@inbox.ru

This article analyzes the dynamics of productivity wells with horizontal distance, located along and perpendicular to the fracture. Considers the influence the azimuth spread of natural fractures in the velocity of the front of the injected water from injection to production wells.

Revealed flooding is characterized by an intense process of producing wells located in the area of natural fractures trending, north-west and south-easterly direction with respect to the injection.

Key words: carbonate reservoir; azimuthal distribution of fracture; flowmetry research; productivity of wells; water cut.

RESEARCH ON HYDRO-PULSE IMPACT EFFECTIVENESS ON BOTTOMHOLE FORMATION ZONE (p. 70)

Nikolaj Ivanovich Nikolaev
Kirill Sergeevich Kupavyh

National Mineral-Resources University «Gorny»
 Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia
 E-mail: nikinik@mail.ru

The possibility of efficient energy transfer by pulse-wave manner from the wellhead to the bottomhole formation zone is shown. It was determined that energy efficiency of hydropulse impact on the well bottom is determined by the average pulse pressure at the wellhead, and the rate of change of the pressure and it is related to the natural frequency of drilling fluid column.

Key words: well intervention; hydraulic fracturing; ecology; bottomhole zone; hydropulse influence.

THE USE OF COMPOSITE PIPELINES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY (p. 72)

Evgenij Anatol'evich Ljubin
Dmitrij Sergeevich Gustov

National Mineral-Resources University «Gorny»
 Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia
 E-mail: Lyubin.Evgeniy@gmail.com

The article provides the analysis of foreign experience of application of pipes for transport of hydrocarbons from various materials (steel, aluminum, polyethylene composites). Classification of tubes, brief information about the methods of their manufacture, and methods of application is given. The advantages and disadvantages of flexible multilayer composite pipes are given. The problems that need solving to use

of pipes made of modern materials in the oil and gas industry are denoted.

Key words: composite pipes; GRP pipes; natural gas; pipelines.

EXAMINATION OF PIPELINE FAULT SECTION TO DETECT OF PITTING CORROSION CAUSES (p. 78)

Igor' Jur'evich Bykov
Dmitrij Andreevich Borejko
Anton Leonidovich Smirnov
Vjacheslav Leonidovich Meshhankin

¹Ukhta state technical university, Ukhta
 Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
 E-mail: i-bykov@ugtu.net
²LLC «JekspertStroj»
 of.10, 10, Semjashkina str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
 E-mail: es-ukhta@mail.ru
³LLC «Severnyj regional'nyj tehničeskij centr diagnostiki i tehničeskij jekspertizy»
 8a, Semjashkina str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
 E-mail: diteks@yandex.ru; mvl-42@yandex.ru

The article presents the results of the expert examination of the coil (damaged part of) the emergency site condensate Vuktyl - SGPZ (2nd line), conducted to identify the causes of defects in the form of a through pitting. The survey used the methods of non-destructive testing (VIC, ultrasonic testing, RK, MPM) and defined mechanical properties and chemical composition of the metal by spark optical emission spectrometry.

Key words: pipe; non-destructive testing; expert examination; pitting corrosion.

Издательским центром
РГУ нефти и газа имени
И.М. Губкина при
содействии Российского
государственного
геологоразведочного
университета имени С.
Орджоникидзе издано
учебное пособие
«Строительство
нефтегазовых скважин» в
2 томах и 3 книгах (авторы:

А.Г. Калинин, А.С. Оганов, А.А. Сазонов,
А.С. Повалихин, С.Н. Бастриков).

В книгах показана роль технологии бурения скважин в нефтегазодобывающей отрасли, приведены основные сведения по нефтепромысловой геологии и механике разрушения горных пород, рассмотрено назначение скважин и их конструкция. Даются подробные сведения о технологии бурения наклонных и горизонтальных скважин, цементировании обсадных колонн, испытании пластов в процессе бурения и освоении скважин. Подробно описаны конструкция, принцип работы и техническая характеристика бурового инструмента и оборудования, даны сведения о новейших технических средствах для строительства скважин, как отечественных, так и зарубежных. В книгах много справочного материала, подробных инженерных расчётов.



Издательством
«ЦентрЛитНефтеГаз»
выпущена книга
«Строительство скважин
специального назначения»
(авторы: А.Г. Калинин, В.И.
Лисов, А.А. Сазонов, С.Н.
Бастриков).

В данной книге приводятся
сведения о проектировании
и бурении сверхглубоких

скважин. Даются подробные сведения о бурении геотехнологических и геотермальных скважин, об особенностях бурения скважин в Арктике и Антарктике.

В указанных книгах размещены портреты и биографии крупных учёных и производственных деятелей, которые внесли значительный вклад в развитие нефтегазового дела.

Материал изложен чётко и интересно.

Книги будут полезны не только студентам, аспирантам и преподавателям нефтегазовых ВУЗов, но специалистам, работающим в нефтегазовой отрасли.

Материал книг позволит студентам, аспирантам, магистрантам, преподавателям и инженерно-техническим работникам повысить знания в области строительства скважин, использовать их в своей учебной, научной и производственной деятельности.

По вопросам приобретения книг обращайтесь к профессору
Анатолию Георгиевичу Калинину по тел. 916-234-54-86



Продолжается подписка на научно-технический журнал "Инженер-нефтяник" на 2016 год!

Индексы журнала:

- 35836 - по каталогу Агентства "Роспечать";**
- 91842 - по объединённому каталогу "Пресса России"**

Материалы журнала посвящены вопросам проектирования, изготовления, эксплуатации, обслуживанию и ремонту различных сооружений и машин, предназначенных для бурения скважин, обустройства месторождений, а также для добычи, первичной переработки и транспорта нефти и газа.

Публикуемые статьи рассказывают о последних достижениях в этой области и предназначены для ученых научно-исследовательских и проектных институтов, университетов, инженеров и руководителей нефтегазодобывающих, буровых, строительных, сервисных компаний и организаций.

Активный и творческий обмен научно-технической информацией на страницах нашего журнала поможет специалистам различного профиля нефтегазовой и смежных отраслей ориентироваться в технических вопросах добычи, транспорта и первичной переработки нефти и газа.

Приглашаем к сотрудничеству руководителей предприятий и организаций, ученых, инженеров и специалистов. Публикация научно-технических статей в журнале бесплатная. Журнал на своих страницах размещает рекламу нефтегазовых технологий, технических средств и материалов, разработчиками и изготовителями которых являются ведущие производственные и сервисные компании.

Адрес для переписки:

127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10

Телефон редакции: (495) 543 9116 доб. 241

Факс: (495) 543 9612