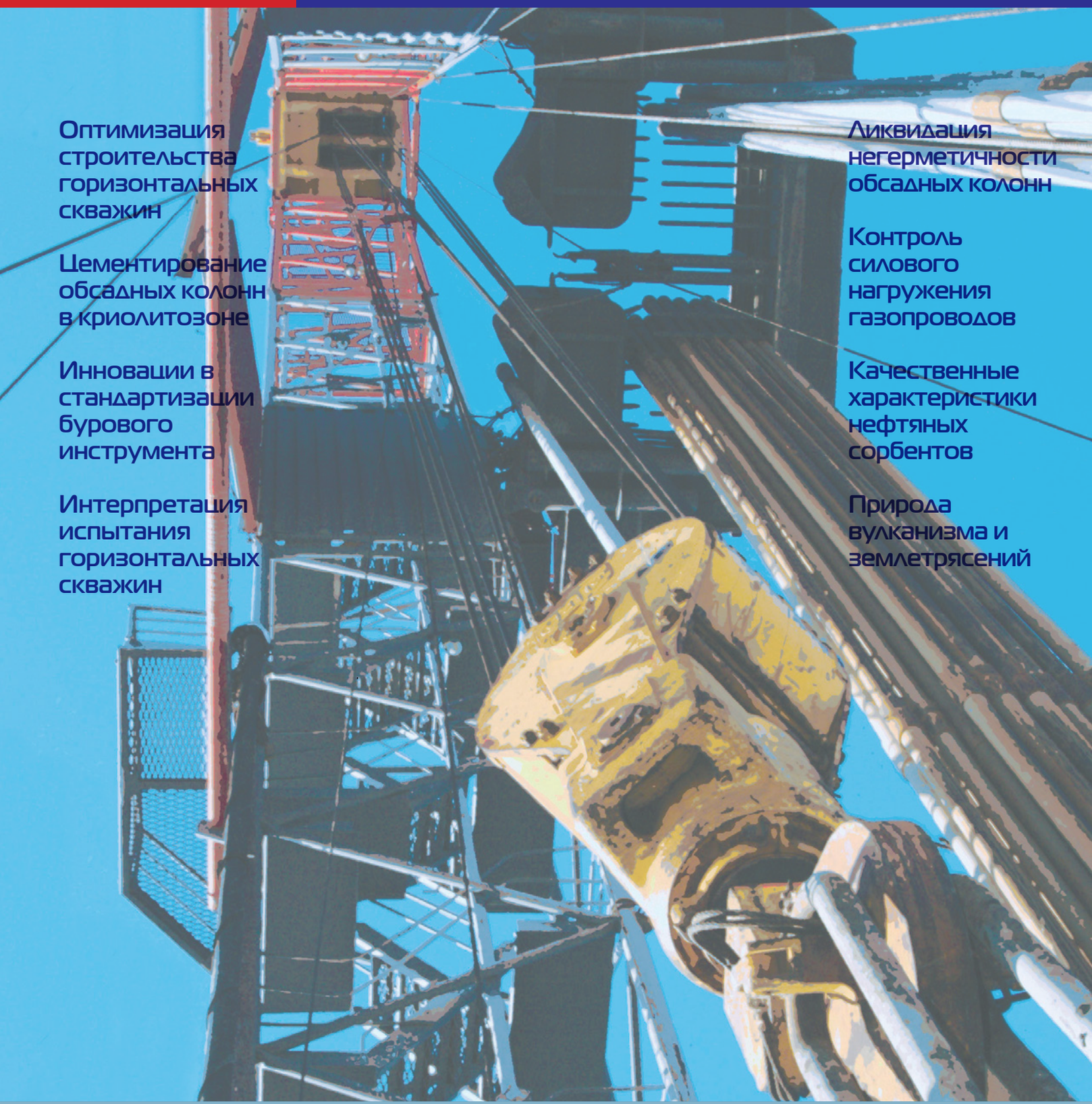
ISSN 2072-7232

Инженер-нефтяник

№ 4'2015

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



Оптимизация строительства горизонтальных скважин

Цементирование обсадных колонн в криолитозоне

Инновации в стандартизации бурового инструмента

Интерпретация испытания горизонтальных скважин

Ликвидация негерметичности обсадных колонн

Контроль силового нагружения газопроводов

Качественные характеристики нефтяных сорбентов

Природа вулканизма и землетрясений

GROUP IDS

Интегрированный буровой сервис

GROUP IDS

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

СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

- обеспечение всего цикла строительства боковых стволов с полным производственным и технологическим обеспечением;
- собственный парк мобильных буровых установок грузоподъёмностью 125 тонн;
- наличие производственной базы с необходимым оборудованием и инструментом для ремонта и обслуживания буровых установок;
- квалифицированные специалисты с большим опытом бурения боковых стволов, прошедшие обучение в специализированных центрах отрасли;
- вахтовый и специализированный транспорт

ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

- проектирование профиля наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов;
- инклинометрия, резистивиметрия и проведение гамма-каротажа при бурении наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов;
- установка и ориентирование клина-отклонителя;
- собственные телесистемы с гидравлическим (Geolink MWD), электромагнитным (ЗИС 43М) и электрическим (Гуобит-К108) каналами связи;
- передвижные лаборатории осуществляют круглосуточный контроль проводки скважины в автономном режиме работы

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

- разработка программ эффективной отработки долот при роторном способе бурения и с использованием гидравлических забойных двигателей;
- инженерное сопровождение оптимальной отработки долот шарошечных и PDC отечественного и зарубежных компаний с поиском оптимальных режимов бурения для получения максимальной коммерческой скорости;
- отбор кондиционного керна в любых по физико-механическим свойствам горных пород и трудностям отбора, современными керноприемными устройствами и бурильными головками;
- прокат турбобуров, а также винтовых забойных двигателей собственного производства;
- технико-экономический анализ результатов отработки долот, забойных двигателей с разработкой рекомендаций по повышению эффективности бурения

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

- разработка рабочих программ на строительство скважин и боковых стволов;
- анализ строительства и эксплуатации скважин с разработкой рекомендаций по повышению их потенциала;
- разработка технологических регламентов на строительство скважин для вводимых в эксплуатацию месторождений;
- технико-экономический анализ применения новейших технологий при строительстве скважин;
- разработка специализированного программного обеспечения направленного бурения;
- консультационное и научно-методическое сопровождение бурения скважин или отдельных операций

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

№4 2015 г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

СОДЕРЖАНИЕ

Инновации в стандартизации и применении технических средств для бурения скважин на нефть и газ.
Буримов Ю.Г. — 5

Оптимизация строительства горизонтальных скважин на баженовскую свиту.
Якунин С.А., Штыфель А.П., Кульчицкий В.В., Чудинов В.А., Кашин Е.А., Якунина А.С., Насери Ясин — 9

Износ элементов КНБК, как критерий для принятия решения по изменению их конструкции.
Буримов Ю.Г. — 13

Рекомендации по разработке газожидкостных тампонажных смесей для крепления скважин в криолитозоне.
Мерзляков М.Ю., Яковлев А.А. — 19

Технологии крепления скважин и ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн с использованием синтетических смол.
Кадыров Р.Р., Сахапова А.К., Амерханова С.И., Сотников Д.В., Фаттахов И.Г. — 23

Особенности разработки сложнопостроенной карбонатной залежи (на примере фаменской залежи Озерного месторождения).
Мартюшев Д.А., Рахимзянов Р.М. — 30

Интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и анализ полученных данных на примере Памятно-Сасовского нефтяного месторождения (Волгоградской области).
Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. — 34

Расчетно-экспериментальный контроль силового нагружения газопроводов при проведении пневматических испытаний на прочность.
Кузьбожев П.А., Быков И.Ю., Сальников А.В., Елфимов А.В., Бирилло И.Н. — 45

Качественные характеристики нефтяных сорбентов.
Архипов Д.В. — 51

О природе вулканизма и землетрясений.
Иванников В.И. — 54

Памяти Владимира Николаевича Рукавицина — 58

Аннотации статей — 59

CONTENTS

Innovation on standartization and drilling facilities applications.
Burimov Y.G. — 5

Optimization of construction horizontal Wells in the Bazhenov formation.
Yakunin S.A., Shtyfel A.P., Kul'chickij V.V., Chudinov V.A., Kashin E.A., Yakunina A.S., Naseri Yasin — 9

BHA element wear as a design changes criterion.
Burimov Y.G. — 13

Recommendations for the development of gas-liquid cement slurries for well cementing in permafrost.
Merzlyakov M.YU., Yakovlev A.A. — 19

Artificial resin technology: well casing and production casing leaks fixing.
Kadyrov R.R., Sahapova A.K., Amerhanova S.I., Sotnikov D.V., Fattahov I.G. — 23

Features of the development of complex carbonate reservoir (the case of Famennian deposits of Ozernoe field).
Martyushev D.A., Rahimzyanov R.M. — 30

The Interpretation of the test results for horizontal wells and theaAnalysis of data obtained: the case of Pamyatno-Sasovskoye Oil Field.
Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. — 34

Settlement and Experimental control of power loading of gas pipelines at carrying out pneumatic tests.
Kuz'bozhev A.S., Bykov I.Ju., Sal'nikov A.V., Elfimov A.V., Birillo I.N. — 45

Qualitative characterizations of oil sorbents.
Arhipov D.V. — 51

About volcanism and earthquakes.
Ivannikov V.I. — 54

Vladimir Nikolaevich Rukavitsin's memories — 58

Abstracts of articles — 59

В соответствии с решением № 6/6 Президиум ВАК Минобрнауки России от 19 февраля 2010 г. 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.

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.

УДК 006:622.276

Инновации в стандартизации и применении технических средств для бурения скважин на нефть и газ

Ю.Г. Буримов - горный инженер

Постановка задачи о совершенствовании конструкции и расширении номенклатуры типоразмеров технических средств, необходимых для бурения скважин любого назначения на углеводороды и твёрдые полезные ископаемые в связи с санкциями, введёнными в отношении России, в настоящее время весьма своевременна и актуальна. Дополнительными причинами являются такие факторы, как моральное старение требований зарубежных и отечественных стандартов к конструкциям технических средств и нормативной документации [1-5] на их применение, новые результаты, полученные учёными России при изучении и обобщении условий работы и механизма износа элементов КНБК, динамике крутильных и осевых колебаний бурильной колонны.

Обновление нормативно-технической документации (НТД) [6, 7] будет способствовать изменению конфигурации компоновки низа бурильной колонны (КНБК), введению критерия оценки качества формируемого ствола на основе системного анализа требований к конструкции скважин, параметрам технических устройств и обобщения опыта их применения в различных горно-геологических условиях. НТД должна быть согласована и передана машиностроителям для корректировки конструкций технических средств, проведения испытаний в реальных условиях, передачи полученных данных проектировщикам, буровым подрядчикам, нефтяным компаниям, органам стандартизации и надзора.

В настоящее время установлено, что действующие стандарты на технические средства, включаемые в состав КНБК, по основным параметрам, номенклатуре и размерам присоединительной резьбы не согласованы между собой. В большинстве случаев они не могут быть собраны без переводников, изменяющих конфигурацию КНБК до такой степени, что они перестают соответствовать требованиям технологии бурения стволов любого диаметра. В особенности это заметно при бурении стволов большого диаметра. Так, например, резьбы на долотах большинства размеров шарошечных, алмазных и лопастных с резцами типа PDC, не соответствует резьбе на рекомендуемых к применению УБТ, ОЦУ и других устройств (табл. 1).

Элементы КНБК приходится соединять стандартизованным переводником, имеющим форму перевернутой «бутылки», у которого наружный диаметр внизу меньше, чем вверху. А у долот типа PDC ещё имеется цилиндрическая шейка, размер которой не нормирован и принят по размеру замкового соединения бурильной трубы с аналогичной резьбой, который определяет размер уступа в формируемом стволе.

Анализ табл. 1 показывает, что диаметры УБТ, рекомендуемые для комплектования КНБК, в большинстве случаев меньше диаметра обсадных труб, которые должны спускаться в скважину для её крепления. А максимальные диаметры переводников не превышают 229 мм.

У гидравлических забойных двигателей (ГЗД) размер выступающего вала не нормирован, причём у большинства типоразмеров ГЗД он меньше диаметра корпуса шпинделя, приводной секции и узла перекоса между ними, имеющего наибольший размер. При этом в

Таблица 1.

Диаметр шарошечного долота, мм	Типоразмер замковой резьбы	Рекомендуемый диаметр УБТ, мм	Типоразмер замковой резьбы	Диаметр обсадной трубы, мм	Диаметр муфты обсадной трубы, мм
215,9-238,1	3-117	178	3-147	168,3 177,8	188 198
241,3-349,2	3-121, 3-152	203 245	3-171 3-171	194 244,5	214 270
365,1-393,7	3-171 3-177	254 254	3-201 3-201	298,9 323,9	324 351
444,5	3-177	273	3-201	339,7	365
473,1-508,0	3-177 (3-201)	273	3-201	406 426	431 451

процессе бурения в чередующихся по прочности горных породах происходит формирование уступов в стенке ствола скважины, размер которых зависит от соотношения диаметров долота и ближайшего к нему элемента КНБК – калибратора, вала ГЗД [8, 9]. На уступе происходит «зависание» корпуса ГЗД с существенной потерей темпа углубления ствола. А если в составе КНБК установлен лопастной центратор, размер которого близок к размеру долота, то он также становится причиной снижения скорости бурения, иногда до полной остановки бурения в связи с подклинками на уступе. Необходимо отметить, что номенклатура размеров ГЗД в стандарте ограничена диаметром 240 мм. Известно, что ещё в семидесятые годы прошлого столетия создавались ГЗД диаметром 290 и 320 мм [10], которые так и остались неосвоенными в серийном производстве. А за рубежом (США и Китай) выпускаются ГЗД диаметром 286 и РУС диаметром 325 мм.

Отсутствие в нормативной документации критерия оценки качества формируемого ствола и, в особенности, при бурении стволов большого диаметра (393,7 мм и более) приводит к тому, что на стадии проектирования принимаются решения, которые технологию формирования ствола под обсадную колонну большого диаметра разделяют на два этапа. Сначала производится бурение ствола с помощью КНБК, состоящих из имеющихся у заказчика размеров технических устройств, т.е. как получится. А затем осуществляют подготовку ствола к спуску обсадной колонны специальными наборами КНБК с центраторами. В процессе подготовки может произойти осложнение ствола, характер которого трудно предсказать, а на его ликвидацию могут теряться значительные материальные и денежные ресурсы. Рекомендуемые ранее к применению буры типа РТБ при бурении стволов большого диаметра параметрических и глубоких скважин со сложной конструкцией перестали выпускаться из-за отсутствия заказов и морального старения самой конструкции. Попытки создания долотных буров, обеспечивающих получение ствола хорошего качества и не требующих подготовки ствола перед спуском обсадных колонн, не завершены. Прекратилось опытное производство в цехах ОАО НПО «Бурение» наиболее распространенных размеров лопастных центраторов типа КРБ, предназначенных для бурения стволов диаметром 295,3-393,7 мм.

Одним из критериев для оценки качества ствола, предложенных Г.Г. Панченко и другими исследователями [11, 12] еще в 1975 году, является эффективный диаметр ($Д_{эф}$) формируемого ствола, гарантированно обеспечивающий спуск обсадной колонны до забоя:

$$Д_{эф} = (Д_{д} + Д_{убт})/2, \text{ мм} \quad (1)$$

где $Д_{д}$ – диаметр долота, мм;
$Д_{убт}$ – диаметр УБТ или наддолотного элемента, мм.

Указанный критерий до настоящего времени не нашел отражения в нормативно-технической документации и не используется при выборе состава КНБК.

Расчёты и практика показывают, что для гарантированного прохождения обсадной колонны (ОК) в сформированный ствол необходимо, чтобы $Д_{эф}$ на 5-10 мм был больше размера муфты обсадной трубы. К примеру, в ствол скважины диаметром 393,7 мм должна быть спущена ОК из труб диаметром 324 мм с муфтами диаметром 351 мм. Следовательно, $Д_{эф}$ ствола должен быть не менее 356-360 мм. Ствол скважины такого диаметра может быть получен, если над долотом будет установлен элемент КНБК, наружный диаметр которого должен быть не менее 326,7 мм. Что близко к размеру самой обсадной трубы. Для других сочетаний долот и наддолотных элементов расчетные размеры $Д_{эф}$ приведены в табл. 2.

Следует отметить, что для выполнения данного критерия при бурении ствола скважины диаметром от 120,6 до 295,3 мм отечественной промышленностью освоено производство широкой номенклатуры размеров технических средств - УБТ, ГЗД, ВЗД, ОЦУ (центраторы, стабилизаторы, наддолотные стабилизирующие устройства) и др. Для бурения стволов большого диаметра ощущается дефицит устройств, требуемых размеров и конструкций. Так, например, наддолотные переводники не нормируются и не выпускаются. Номенклатура размеров УБТ ограничена. Осуществляется производство пилотных расширителей и центраторов как шарошечных, так лопастных, устаревших моделей, параметры и технический уровень конструкций

Таблица 2.

Диаметр долота, мм	Диаметр ОК (трубы и муфты), мм	Наименование наддолотного элемента	Диаметр наддолотного элемента, мм	$Д_{эф}$ ствола, мм
490	426 (451)	УБТ	245; 279	367,5; 384,5
		ГЗД	240; 286*	365; 388
		НСУ*	426*	458
393,7	323,7 (351)	УБТ	245; 279	319,3; 336,3
		ГЗД	240, 286*	316,8; 339,8
		НСУ	324*	358,8
295,3	244,5 (270)	УБТ	229; 245	262,1; 270,1
		ГЗД	240	267,6
215,9	168,3 (188)	УБТ	165; 178	190,4; 196,9
		ВЗД	178	196,9

Примечание: * - задано при интерпретации в ПО «Saphir v4.20»

которых не в полной мере соответствуют требованиям технологии бурения. Их параметры и размеры не стандартизованы и определяются по усмотрению изготовителей. Приостановлены исследования механики работы устройств существующих и перспективных конструкций для бурения стволов в различных горно-геологических условиях, отсутствует производство необходимых типоразмеров РУС. Рекомендации размеров зазоров между обсадными трубами в конструкции скважин, приводимые в предыдущих редакциях «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Ростехнадзора РФ, исключены из последней редакции данного нормативного документа.

Существующее положение в области стандартизации и применении технических средств для бурения скважин в значительной степени связанно с деградацией прикладной науки, которая обеспечивала своевременное обновление стандартов и нормативной документации на проектирование скважин, изготовление и применение бурового инструмента.

В 2013 г. по технологии сервисной компании ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» осуществлено бурение ствола диаметром 393,7 мм в интервале 851-2223 м скважины № 101-Солнечной (Оренбургская обл.), разрез которой представлен чередованием горных пород (каменная соль, глина, аргиллиты, ангидриты, песчаники) с различными физико-механическими свойствами. Для бурения ствола впервые было применено долото 393,7FD419S-A288 с шейкой диаметром 280 мм (рис. 1), изготовленное ОАО «Волгабурмаш», над которым размещались переводник-маховик диаметром 240 мм, винтовой забойный двигатель ДР-240.5/6 (рис. 2) и выше УБТ-229 – 1 труба, центратор типа КС-393СТ с тремя лопастями (не показан) и набор УБТ-203.

Указанный интервал был пройден за 400 часов механического бурения с осевой нагрузкой 5-6 т при хорошем качестве ствола. На подготовку ствола к спуску ОК-324 мм затрачено минимально необходимое время. В целом на бурение интервала 831–2500 м затрачено на 40% меньше времени, чем при бурении такого же интервала в базовой и последующих скважинах.

Результаты бурения ствола большого диаметра с применением технических средств с измененной конфигурацией подробно изложены в работе [8].

Предложение автора организовать производство новой линейки долот типа PDC с измененной конфигурацией не нашло понимания у изготовителей из-за различия интересов. На их вопрос - а что это дает? Ответ: ожидается рост показателей работы долот у потребителей, их явно не устраивает, поскольку сократится потребность в продукции. Не нашло поддержки такое предложение и у специалистов некоторых буровых подрядчиков, несмотря на неудовлетворенность результатами работы буровых бригад.

В практике взаимоотношений между заинтересованными сторонами строительства скважин из-за сложности их организации многие изготовители делают технические устройства с параметрами, соответствующим стандартам. Потребители их закупают заблаговременно, но неизвестно, когда и где они будут применяться. А когда подходит время, оказывается, что их невозможно состыковать между собой без дополнительных элементов, размеры которых не соответствуют требованиям технологии, которые тоже толком не осмыслены. И пришло это из системы отношений, когда планы производства составлялись заранее, а потребление продукции происходит существенно позже, и использовать можно только то, что имеется на складе. В настоящее время, как и ранее, для строительства скважин можно приобрести только то, что уже изготовлено и находится на складе или движется к нему. Внести изменения в их конструкцию уже невозможно. На выбор технических средств

Рис. 1. Долото 393,7FD419S-A288 ОАО «Волгабурмаш» с цилиндрической шейкой ø280 мм.

Рис. 2. КНБК, состоящая из долота 393,7FD419S-A288 с увеличенной до 280 мм цилиндрической шейкой, переводника-маховика диаметром 240 мм и ДР-240.5/6.

оказывает влияние применяемая система организации тендеров на оказание инженерных услуг, начало которых обычно наступает через 10-15 дней или практически с «колес». Что не способствует повышению их качества и возможности применения прогрессивной техники, технологии. Совершенно забыты такие организационные формы, как строительство опорно-технологических и экспериментальных скважин, сооружение которых планируется заблаговременно с применением технических устройств новых или модернизированных конструкций, и исследований по выявлению эффективности их применения.

Полагаю, что в России наступило время для принятия радикальных мер по созданию и внедрению наиболее эффективных технических средств бурения скважин, совершенствованию организации их применения при строительстве скважин на нефть и газ, возрождению отраслевой науки для проведения необходимых исследований и экспериментов, совершенствованию и обновлению нормативно-технической документации.

Выводы и предложения

1. Действующие в России стандарты на буровые долота, ГЗД, элементы КНБК, как и нормативно-техническая документация с рекомендациями на их применение, морально устарели и требуют обновления.

2. Утрачено связующее звено между изготовителями и потребителями продукции в виде центра прикладной науки, каким был ВНИИБТ - головное структурное подразделение ОАО НПО «Буровая техника», внесший большой вклад в развитие технологии строительства скважин на нефть и газ.

3. Наиболее сложное положение с обеспеченностью буровых подрядчиков необходимыми техническими устройствами сложилось в области бурения стволов большого диаметра.

4. Для обновления стандартов и нормативно-технической документации необходимо возрождение прикладной отраслевой науки в виде межотраслевого центра, как связующего звена между буровыми подрядчиками, машиностроителями, нефтяными компаниями, заказчиками и контролирующими органами надзора.

5. Обновление стандартов на долота, ГЗД, УБТ, ОЦУ и другие устройства, включаемые в состав КНБК, и нормативно-технической документации на их применение, будет способствовать повышению их технического уровня и совершенствованию технологии строительства скважин на нефть и газ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Инструкция ВНИИТнефть по расчету бурильной колонны. М.: ВНИИТнефть, 1997. 156 с.
2. ГОСТ 20692-2003 Долота шарошечные. Технические условия. Межгосударственный стандарт. М.: Издательство стандартов, 2003.
3. ГОСТ 26474-85 Долота и головки бурильные алмазные и оснащенные сверхтвердыми композиционными материалами. Типы и основные параметры. М.: Издательство стандартов, 1985. с. 6.
4. ГОСТ 26673-90 Турбобуры. Основные параметры и размеры. М.: Издательство стандартов, 1990. 8 с.
5. ОСТ 39-078-79 Калибраторы, центраторы, стабилизаторы. Классификация, виды, типы и основные параметры. М.: типография ХОЗУ Миннефтепрома, 1979. 12 с.
6. РД 39-0148052-514-86 Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин. М.: ВНИИБТ, 1986. с 84.
7. РД 39-01480-52-537-87 Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. М.: ВНИИБТ, 1987. 129 с.
8. Буримов Ю.Г. Бурение стволов большого диаметра глубоких скважин. М.: Моркнига, 2015. 484 с.
9. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. 645 с.
10. Буримов Ю.Г. Инженерный сервис в бурении. Справочное пособие. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. 880 с.
11. Измайлов Л.Б., Марченко Р.Н., Овечкин А.И. Выбор компоновок низа бурильной колонны для бурения скважин. М.: ВНИИОЭНГ, 1986. 160 с.
12. Панченко Г.Г., Перенглиев А.Б. Принципы оптимизации проектных решений в строительстве скважин. Тематический сборник научных трудов ТуркменНИПИ-нефть, вып. 14. Баку: АзНИПИнефть, 1975. 84 с.

REFERENCES

1. Instruction on drilling string mechanical design. M.: VNIITneft, 1997. 156 p.
2. GOST 20692-2003. Roller bits. Technical requirements. Interstate standard. M.: Izdatel'stvo standartov, 2003.
3. GOST 26474-85 Bit and coring bit completed with diamond and superhard composite material. Types and basic parameters. M.: Izdatel'stvo standartov, 1985. p. 6.
4. GOST 26673-90 Downhole mud motor. Types and basic parameters. M.: Izdatel'stvo standartov, 1990. 8 p.
5. Industrial Standard 39-078-79 Reamer, centralizer, stabilizer. Classification, types and basic parameters. M.: Ministry of Oil Industry: printing-office of administration and maintenance department, 1979. 12 p.
6. RD 39-0148052-514-86 Vertical hole deviation: instruction on protective measures. M.: VNIIBT, 1986. p. 84.
7. RD 39-01480-52-537-87 Model of working project for construction of oil and gas wells. M.: VNIIBT, 1987. 129 p.
8. Burimov Ju.G. Big and deep hole drilling. M.: Morkniga, 2015. 484 p.
9. Povalihin A.S., Kalinin A.G., Bastrikov S.N., SolodkijK.M. Directional, horizontal and multihole drilling. M.: CentrLitNefteGaz, 2011. 645 p.
10. Burimov Ju.G Drilling engineering services. Resource book M.: CentrLitNefteGaz, 2012. 880 p.
11. Izmajlov L.B., Marchenko R.N., Ovechkin A.I. BHA choice for wells drilling. M.: VNIIOJeNG, 1986. 160 p.
12. Panchenko G.G., Perengliev A.B. Design decisions for well drilling: optimization strategy. TurkmenNIPI-neft': Thematic collection of research papers. Publication 14. Baku: AzNIPIneft', 1975. 84 p.

УДК 622.241.52

Оптимизация строительства горизонтальных скважин на Баженовскую свиту

[1]С.А. Якунин - аспирант; [2]А.П. Штыфель – начальник производственно-технологического отдела;
[1]В.В. Кульчицкий – доктор техн. наук, зам. зав. кафедрой; [2]В.А. Чудинов – ведущий специалист;
[2]Е.А. Кашин - ведущий специалист; [1]А.С. Якунина - магистр; [1]Насери Ясин –аспирант
([1]РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
[2]ОАО «РИТЭК»)

На фоне перехода большинства нефтяных месторождений Западно-Сибирской провинции в завершающую стадию разработки проблема пополнения сырьевой базы нефтедобычи за счёт трудноизвлекаемых запасов нефти баженовской свиты (БС) имеет государственное значение.

Территория распространения БС на Западно-Сибирской низменности составляет более 1 млн. км^2 с геологическими запасами порядка 100-170 млрд. тонн (при балансовых геологических запасах нефти РФ в 23-30 млрд. тонн). Их нефтеотдача при традиционной разработке находится в пределах 3-5 %, а современный уровень добычи не превышает одного млн. тонн нефти в год. Эффективность методов увеличения нефтеотдачи возрастает при условии их сочетания с другими методами интенсификации нефтедобычи: строительством горизонтальных и многозабойных скважин сложной пространственной архитектуры, управляемым гидравлическим разрывом пласта (ГРП) [1].

Баженовская свита разрабатывается на 6 российских месторождениях: Салымское 70 скважин (Роснефть), Ем-Еговское 13 скважин (TNK-BP), Правдинское 2 скважины, Маслиховское 4 скважины (Сургутнефтегаз) [2].

Одной из проблем разработки БС является отсутствие достоверной информации по объёмам эффективного нефтенасыщенного порового пространства и фильтрационно-ёмкостным свойствам горных пород. Свойства пород напрямую зависят от места их залегания, следовательно, главной проблемой разработки БС является определение извлекаемых запасов нефти и интервалов локализации.

Снижение рисков при бурении возможно только с оперативным внедрением новых интегрированных технологий: детальная оценка геомеханических свойств геологического разреза, гидравлический разрыв пласта (ГРП), его мониторинг и оценка, бурение горизонтальных и многоствольных скважин. Накопленный исследовательский опыт показывает, что продуктивность баженовских отложений связана с зонами естественной трещиноватости эффективного нефтенасыщенного порового пространства [3, 4, 5]. Эффективность применения технологий стимуляции притока ГРП, термогазового воздействия (ТГВ) и водогазового воздействия (ВГВ) достигается только при создании гидродинамической связи между призабойной зоной пласта с зонами естественной трещиноватости [6].

Понимание геологических особенностей строения БС на Средне-Назымском месторождении ОАО «РИТЭК» достигнуто на основании анализа нового материала и обработки имеющихся данных прошлых лет. Всего на месторождении пробурено 14 поисково разведочных скважин (12 скважин с притоками нефти) и только 7 эксплуатационных скважин.

Баженовская свита на Средне-Назымском месторождении представлена коллектором трещиновато-кавернозного типа с аномально-высоким пластовым давлением. В среднем начальное пластовое давление составляет 36 МПа. Пластовая температура составляет 92-130 °С. Общая толщина БС, вскрытой скважинами, колеблется от 22 м до 31 м, нефтенасыщенная толщина изменяется в диапазоне от 5,2 м до 7,8 м.

В рамках опытно-промышленных работ с целью выявления потенциальных возможностей геонавигационных технологий на Средне-Назымском месторождении построена скважина с горизонтальным стволом протяженностью 1000 м (ГС). Трёхколонная конструкция (рис. 1) состоит из направления Ø324 мм длиной 55 м, кондуктора Ø245 мм длиной 990 м, эксплуатационной колонны Ø178 мм длиной 3084 м и хвостовика Ø114 мм, спущенного на глубину 4114 м. Основные осложнения при строительстве ГС наблюдались при бурении под эксплуатационную колонну Ø178 мм и хвостовик Ø114 мм.

Бурение под эксплуатационную колонну Ø178 в породах Фроловской свиты, представленной аргиллитами, песчаниками, алевролитами, под зенитным углом более 30° осложнялось обрушением стенки ствола с выносом большого объёма шлама размером до 30 мм (рис. 2) и последующими прихватами колонны бурильных труб.

Во Фроловской свите увеличение плотности бурового раствора до значений выше градиента обрушения пород не представлялось возможным в связи с низким давлением гидроразрыва пластов Викуловской свиты. Бурение под хвостовик Ш114 мм осуществлялось в интервале, состоящим из песчаников, алевролитов и аргиллитов. Успешность бурения в основном определялась геонавигацией горизонтального ствола в

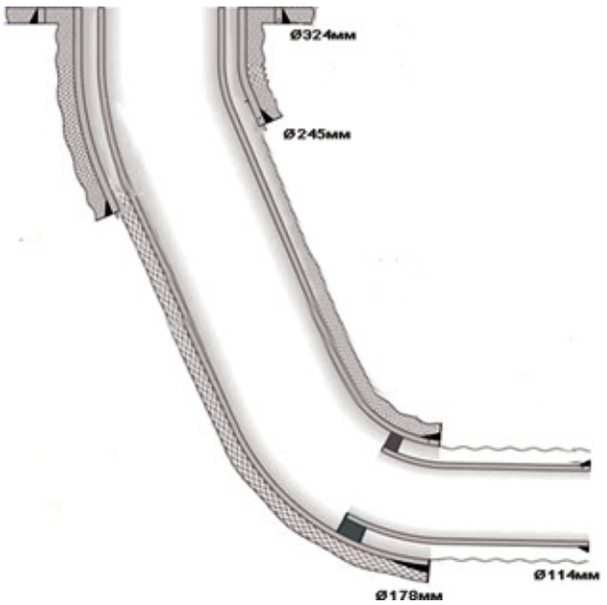


Рис. 1. Конструкция горизонтальной скважины.

метровом коридоре крепких аргиллитов. При отклонении траектории ствола от заданного коридора по технологическим или геологическим причинам отмечается осыпание стенок открытого ствола. Вскрытие зоны с аномально высокой температурой 130 °С не позволило использовать полимерный буровой раствор вследствие осложнений в виде обрушений стенки ствола скважины. Дальнейшее бурение скважины велось с применением бурового раствора на углеводородной основе (РУО).

Снижение рисков указанных выше осложнений возможно только при интеграции геомеханической модели в программу строительства, а именно:

- мониторинг и контроль статической и циркуляционной плотности бурового раствора в процессе бурения;
- оптимизация плотности и реологии бурового раствора для каждого интервала;
- определение максимально допустимого давления в стволе скважины;
- выделение основных рисков осложнения ствола скважины и разработка методов их снижения;
- оптимизация процессов бурения: СПО, наращивания, промывок.

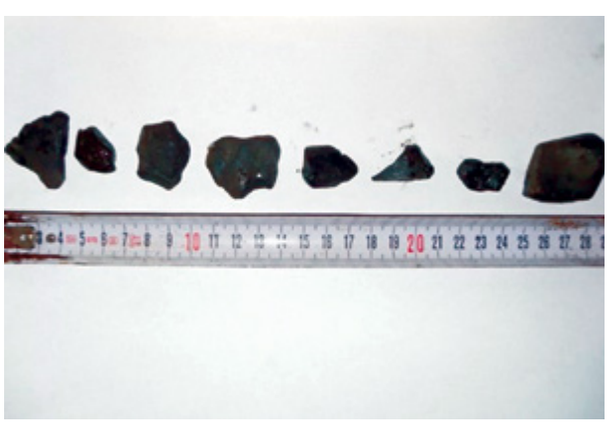


Рис. 2. Образцы выносимого шлама.

Опыт бурения горизонтальных стволов в БС на Средне-Назымском месторождении показал, что из-за геологических осложнений во Фроловской свите требуется корректировка конструкции скважин. Для решения данного вопроса рассмотрим два варианта технологической схемы строительства скважины:

1) спуск технической колонны Ø245 мм, которая перекроет интервал пласта с низким давлением гидроразрыва Викуловской свиты;

2) бурение на обсадной эксплуатационной колонне (ОК) Ø178 мм.

Первый вариант предполагает увеличение металлоёмкости скважины (рис. 3) и, как следствие, сроков строительства. Применение такой конструкции позволит перекрыть слабый пласт Викуловской свиты технической колонной Ø245 мм. Дальнейшее бурение интервала Фроловской свиты планируется вести с плотностью бурового раствора, обеспечивающей устойчивость стенки пологого ствола скважины.

Второй вариант предполагает использование типовой конструкции скважины, представленной на рис. 1, за счёт бурения проблемных интервалов Фроловской свиты на обсадной колонне Ø178 мм.

При бурении на обсадной колонне в гидравлической системе происходят существенные изменения. Сравним две технологии бурения на обсадной колонне и бурильных трубах для условий Средне-Назымского месторождения.

Величина общих потерь давления P при движении промывочной жидкости в элементах циркуляционной системы рассчитывается из выражения:

$$\Delta P = \sum(\Delta P_{т}) + \sum(\Delta P_{кп}) + \Delta P_{мт} + \Delta P_{мк} + \Delta P_{0} + P_{гзд} + P_{д} + \Delta P_{г} \quad (1)$$

где $\sum(\Delta P_{т})$ – потери давления в трубах бурильной колонны (обсадной колонны);

$\sum(\Delta P_{кп})$ – потери давления в кольцевом пространстве скважины;

$\Delta P_{мт}$ – потери давления в местных сопротивлениях внутри колонны труб;

$\Delta P_{мк}$ – потери давления в местных сопротивлениях в кольцевом пространстве скважины;

ΔP_{0} – потери давления в наземной обвязке буровой установки;

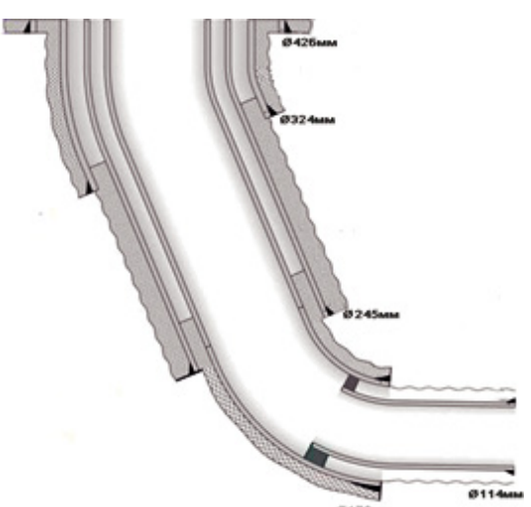


Рис. 3. Первый вариант конструкции скважины.

$P_{гзд}$ – перепад давления в ГЗД;
$P_д$ – перепад давления в промывочных отверстиях долота;
$\Delta P_Г$ – разность между гидростатическими давлениями столбов жидкости в кольцевом пространстве и в трубах.

Потери давления на трение при движении промывочной жидкости в трубах и кольцевом канале при турбулентном режиме рассчитываются по формуле Дарси-Вейсбаха:

- внутри труб:

$$\Delta P_m = \lambda_m \frac{\rho V_m^2}{2d_в} l = \lambda_m \frac{8\rho Q^2}{\pi^2 d_в^5} l \ , \quad (2)$$

- в кольцевом пространстве:

$$\Delta P_{КП} = \lambda_{КП} \frac{\rho V_{КП}^2}{2(D_с - d_н)} l \ , \quad (3)$$

В случае ламинарного режима течения вязкопластичных жидкостей потери давления рассчитывались по формулам:

$$\Delta P_m = \frac{4\tau_0 l}{\beta_m d_в} , \quad (4)$$

$$\Delta P_{КП} = \frac{4\tau_0 l}{\beta_{КП}(D_с - d_в)} \ , \quad (5)$$

Местные потери давления от замков в кольцевом пространстве рассчитываются из выражения:

$$\Delta P_{МК} = \frac{l}{l_m}\left(\frac{D_с^2 - d_н^2}{D_с^2 - d_М^2} - 1\right)^2 \rho V_{КП}^2 \ , \quad (6)$$

Для секции бурильной колонны, состоящей из труб, имеющих диаметр проходного отверстия в замковом соединении меньше диаметра канала труб, потери давления в местных сопротивлениях внутри труб вычисляются по формуле:

$$\Delta P_{МТ} = \frac{l}{l_Т}\left(\left(\frac{d_в}{d_{зв}}\right)^2 - 1\right)^2 \rho V_Т^2 , \quad (7)$$

В табл. 1 приведены исходные данные для гидравлического расчета.

Результаты расчетов показали, что величина потерь давления при обычном способе бурения в местных сопротивлениях внутри бурильной колонны составляет $\Delta P_{МТ}$ = 0,266 МПа, а при бурении на обсадных трубах $\Delta P_{МТ}$ = 0,006 МПа.

Значение потерь давления в местных сопротивлениях в кольцевом пространстве при обычном способе бурения составляет $\Delta P_{МК}$ = 0,038 МПа, а при бурении на обсадных трубах $\Delta P_{МК}$ = 0,445 МПа.

По результатам расчета полученные значения распределим по категориям, указанным в таблице 2.

Из табл. 2 видно, что скорость потока в кольцевом пространстве скважины при бурении на обсадной колонне существенно выше, что улучшает вынос шлама. Особое внимание следует уделять эквивалентной циркуляционной плотности при бурении на обсадной колонне, так как её значение будет сильно меняться по мере углубления скважины, что может привести к гидравлическому разрыву пласта с низким давлением гидроразрыва.

Таблица 1.

Наименование параметров	Значения
Глубина скважины, м	3128
Диаметр скважины, м	0,2207
Плотность разбуриваемых пород, кг/м^3	2400
Реологические свойства жидкости:	
- динамическое напряжение сдвига, Па	6
- пластическая вязкость, Па·с	0,035
- плотность бурового раствора, кг/м^3	1530
Объемный расход промывочной жидкости, м^3/с	0,025
Элементы бурильной колонны:	
УБТ:	
- длина, м	80
- наружный диаметр, м	0,146
- внутренний диаметр, м	0,068
СБТ:	
- длина, м	3048
- наружный диаметр, м	0,127
- внутренний диаметр, м	0,1086
Элементы обсадной бурильной колонны:	
- наружный диаметр, м	0,178
- внутренний диаметр, м	0,1594
- наружный диаметр замкового соединения, м	0,1945
Перепад давления в промывочных отверстиях долота, МПа	4
Перепад давления в ГЗД, МПа	7
Потери давления в наземной обвязке буровой установки, МПа	$3{,}94 \cdot 10^{-5}$

Таблица 2.

Способ бурения	В трубе, атм.	В кольцевом пространстве, атм.	На долоте, атм.	ГЗД + ΔP_{Γ}, атм.	Величина общих гидродинамических потерь, атм.	Средняя скорость течения жидкости в кольцевом пространстве, м/с
На бурильных трубах	71,47	16,7	40	134,8	262,97	1,0
На обсадной колонне	32,32	81,22	40	134,8	288,34	1,9

Предполагается, что эффект сглаживания стенки скважины поверхностью обсадной трубы («оштукатуривания») повысит устойчивость ствола и снизит потерю бурового раствора при бурении в склонных к поглощениям интервалах.

В заключение отметим, что успешное бурение горизонтальных скважин на БС возможно только при выполнении следующих геолого-технических условий:

- детальной изученности геологического разреза посредством геомеханического моделирования;
- установка башмака эксплуатационной колонны в интервале устойчивых глин;
- поддержание плотности бурового раствора в горизонтальном стволе при вскрытии Фроловской свиты с учетом коэффициента обрушения породы и верхнего предела эквивалентной циркуляционной плотности;
- применение бурового раствора на углеводородной основе;
- мониторинг эквивалентной циркуляционной плотности в реальном времени забойным датчиком.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кульчицкий В.В., Щебетов А.В. Уйти из-под ножа гидроразрыва. Нефть, газ и бизнес. М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2015. № 7. с. 9-13.
2. Батурин Ю.Е. Бажен без льгот так им и останется. М.: Нефтегазовая вертикаль, 2010. № 12. с. 23-24.
3. Дмитриевич А.А. Природные резервуары нефти в отложениях баженовской свиты на западе Широтного Приобья. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – М.: 2009.
4. Боксерман А.А., Грайфер В.И., Николаев Н.М., Кокорев В.И., Чубанов О.В., Якимов А.С., Карпов В.Б., Палий А.П. Патент РФ № 2418944 от 16.04.2010. Способ разработки нефтекерогеносодержащих месторождений. 20.05.2011.
5. Гайдамака А.В. Баженовская свита и трудноизвлекаемая нефть: перспективы освоения. II Национальный Нефтегазовый Форум (Архив материалов - http://oilandgasforum.ru/archive/). – М.: Международный центр торговли, 22-24 октября 2014.
6. Ивановский В.Н., Кокорев В.И., Дарищев В.И., Боксерман А.А., Ахмадейшин И.А., Щеколдин К.А. Техника и технология термогазового воздействия на залежи баженовской свиты: метод. пос. для студентов. М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2014.

REFERENCES

1. Kul'chickij V.V., Shhebetov A.V. Evading hydraulic fracturing dangers. Oil, gas and business. M.: RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2015. #7. p. 9-13.
2. Baturin YU.E. Bazhen: no privilege. And it will remain so. M.: Neftegazovaya vertikal', 2010. #12. p. 23-24.
3. Dmitrievich A.A. Natural oil reservoirs of Bazhenov formation (western SHirotnoe Priob'e) extended abstract of dissertation of geological and mineralogical sciences. – M.: 2009.
4. Bokserman A.A., Grajfer V.I., Nikolaev N.M., Kokorev V.I., CHubanov O.V., YAkimov A.S., Karpov V.B., Palij A.P. The Russian Federation patent #2418944, 16.04.2010 Kerogenic oil recovery method. 20.05.2011.
5. Gajdamaka A.V. Tight oil of Bazhenov formation: prospects. II Russian Oil&Gas Industry Week (Records http://oilandgasforum.ru/archive/) M.: World Trade Center Moscow. October 22-24, 2014.
6. Ivanovskij V.N., Kokorev V.I., Darishhev V.I., Bokserman A.A., Ahmadejshin I.A., Shhekoldin K.A. Thermal gas treatment of Bazhenov formation: methods and technology. Student recourse book. 2014.

УДК 622.24.051

Износ элементов КНБК, как критерий для принятия решения по изменению их конструкции

Ю.Г. Буримов - горный инженер

Для бурения скважин на нефть и газ используются компоновки низа бурильной колонны (КНБК) включающие: долота шарошечные, алмазные или лопастные с алмазно-твёрдосплавными резцами; пилотные расширители шарошечные и лопастные; гидравлические забойные двигатели (ГЗД); утяжелённые бурильные трубы (УБТ); опорно-центрирующие устройства (ОЦУ); переводники; амортизаторы; ясы. При бурении стволов большого диаметра применялись реактивно-турбинные буры типа РТБ [5]. При проводке наклонно направленных скважин в КНБК включаются телеметрические системы для оперативного контроля параметров траектории бурения и блоки с аппаратурой для регистрации геологических характеристик разреза.

Элементы КНБК производятся с габаритными размерами, принятыми в стандарте на замковые соединения бурильных труб. Элементы КНБК в процессе эксплуатации контактируют со стенкой скважины и потоком промывочной жидкости, подвергаются при этом абразивному и эрозионному износу, который учитывается при принятии решения о прекращении их применения или при совершенствовании конструкции. Типовые КНБК для бурения вертикальных скважин представлены на рис. 1-3 [1, 5, 12].

При выборе КНБК в соответствии с инструкциями [6, 10] в её состав могут включаться технические устройства (УБТ, ГЗД, центраторы и др.) нескольких размеров. При этом устройство с максимальным диаметром должно размещаться непосредственно над долотом. Однако выполнить это требование в большинстве случаев не удается. Так, например, для роторного бурения в КНБК над шарошечным долотом [3, 4] обычно ставится УБТ с ниппельной резьбой внизу, размер которой, как правило, больше, чем у долота и поэтому их соединяют стандартным переводником, который имеет вид перевернутой «бутылки». Его наружный диаметр зачастую не соответствует требованиям формирования ствола с эффективным диаметром ($Д_{эф}$), величина которого определяется в соответствии с рекомендациями [10].

В КНБК с долотом PDC, диаметр цилиндрической шейки у которого обычно меньше диаметра рекомендуемого УБТ [10], последние соединяются с долотом переводником

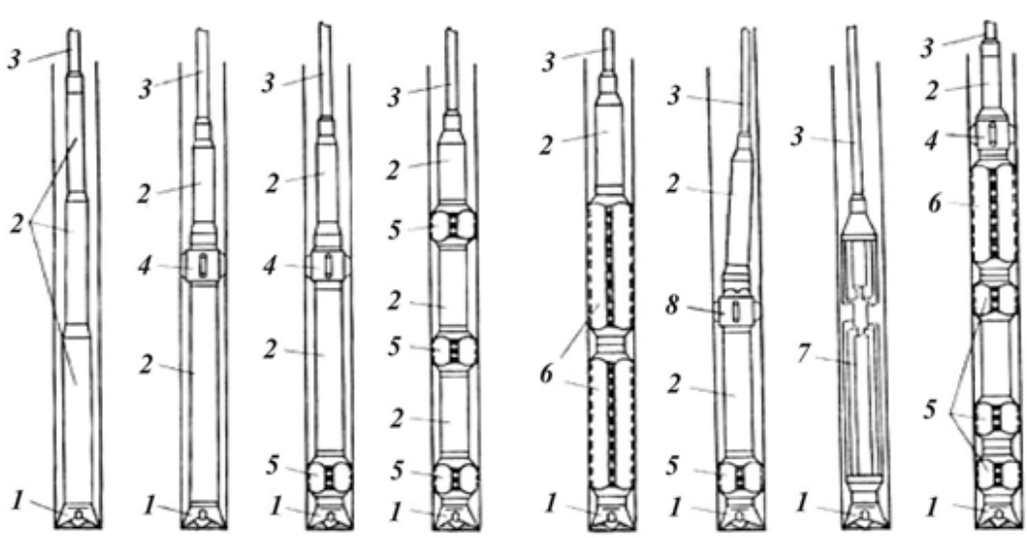


Рис. 1. Компоновки для бурения вертикальных скважин роторным способом [1, 2, 6]:
1 – долото; 2 – УБТ; калибратор лопастной; 3 – бурильные трубы; 4, 8 – центратор шарошечный или лопастной; 5 – центратор жесткий; 6 – стабилизатор квадратный; 7 – наддолотное стабилизирующее устройство (НСУ).

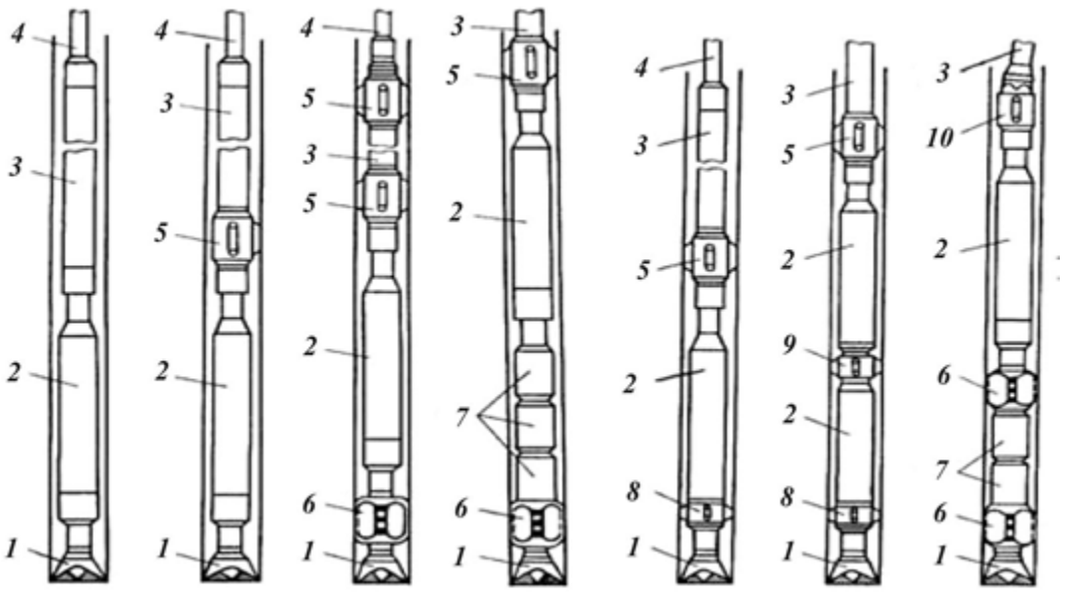


Рис. 2. Компоновки для бурения вертикальных скважин шарошечными долотами сплошным забоем с приводом от ГЗД [1, 2,6]:
1 – долото; 2 – ГЗД; 3– УБТ; 4 – бурильные трубы; 5, 10 – центратор; 6 – калибратор; 7 – маховик;
8 – центратор на ниппеле ГЗД; 9 - межсекционный центратор.

такой же конфигурации. Примерно также выглядят КНБК и при бурении с помощью РТБ и роторных управляемых систем (РУС). При бурении любой КНБК в разрезах, представленных чередующимися по твёрдости горными породами, формируются уступы в стенке скважины [1]. Эффективный диаметр ($Д_{эф}$) ствола скважины при этом оказывается меньше размера ближайшего к долоту УБТ, ГЗД или другого технического устройства, на которых они «зависают». Об этом свидетельствуют временное падение темпа скорости проходки, увеличение крутящего момента на вращение бурильной колонны и характерный износ элементов КНБК.

Диаметр вала ГЗД меньше диаметра шпинделя, узла перекоса осей шпинделя и двигательной секции [7]. При сборке КНБК между калибрующей частью долота, размеры которого гармонизированы с требованиями стандартов API, и шпинделем ГЗД образуется участок с минимальным диаметром, что способствует формированию уступов в стенке ствола скважины.

При бурении скважины в мягких, средне-мягких и малоабразивных горных породах (соответствует разрезам Западной Сибири и верхним частям разрезов осадочных пород других регионов) происходит малозаметный износ долот и элементов КНБК. О чем свидетельствуют высокие механические скорости бурения и значительные проходки на долото (суммарные), иногда достигающие 10-18 тыс. м [2, 5]. При бурении в разрезах с чередующимися по твёрдости пластами абразивных горных пород любыми долотами и с различным приводом с помощью КНБК, оснащенных ОЦУ, все происходит значительно сложнее. Наибольшему износу подвергается режущая и калибрующая части долот. Величина износа рабочей поверхности долота фиксируется и контролируется инженерным персоналом, но при этом, как правило, не регистрируется износ других элементов КНБК. И чем сложнее КНБК, тем труднее разобраться в сути происходящих процессов. Например, в случае прохождения КНБК с трёхлопастным спиральным колонным центратором по стволу скважины в интервале уступов в стенке последний «зависает» на них. Уменьшается темп углубления скважины, возникают сильные осевые вибрации бурильной колонны, увеличивается крутящий момент, износ нижней части лопастей центратора (рис. 4, а-в) [5]. Методики оценки износа лопастного центратора и рекомендуемых средств измерений пока не созданы. Применение лопастных центраторов в КНБК для подготовки ствола перед спуском обсадных колонн в большинстве случаев не оправдывается [2, 8, 11, 12].

При бурении роторной управляемой системой (РУС), которая состоит из набора узлов различного диаметра и поперечного сечения, в мягких и средних малоабразивных горных породах моменты «зависания» КНБК уловить весьма затруднительно. Износ элементов КНБК практически не фиксируется. И только в случае применения системы РУС в разрезах, представленных чередованием горных пород различной твёрдости и высокой абразивности износ элементов системы становится хорошо заметным. Примером могут быть данные об износе элементов РУС компании «Шлюмберже», выявленные после бурения 300 м ствола долотом PDC диаметром 311,1 мм на глубине 3000 м в одной из наклонно направленных скважин на острове Сахалин, приведенные на рис. 5, а-г. В процессе бурения с частотой вращения в пределах 20-200 об/мин и осевой нагрузке на долото до 20 тонн (до долота доходило только 9 тонн) фиксировалось существенное снижение механической скорости бурения. Причины такого износа специалистами не всегда однозначно квалифицируются. Применение РУС в аналогичных условиях иногда приводит к потере до 80% ресурса долота (рис. 6).

Для предупреждения формирования уступов в стенке скважины сверх допустимых размеров должно применяться долото с увеличенной калибрующей частью или с наддолотным элементом, диаметр которого соответствует диаметру муфты очередной обсадной трубы.

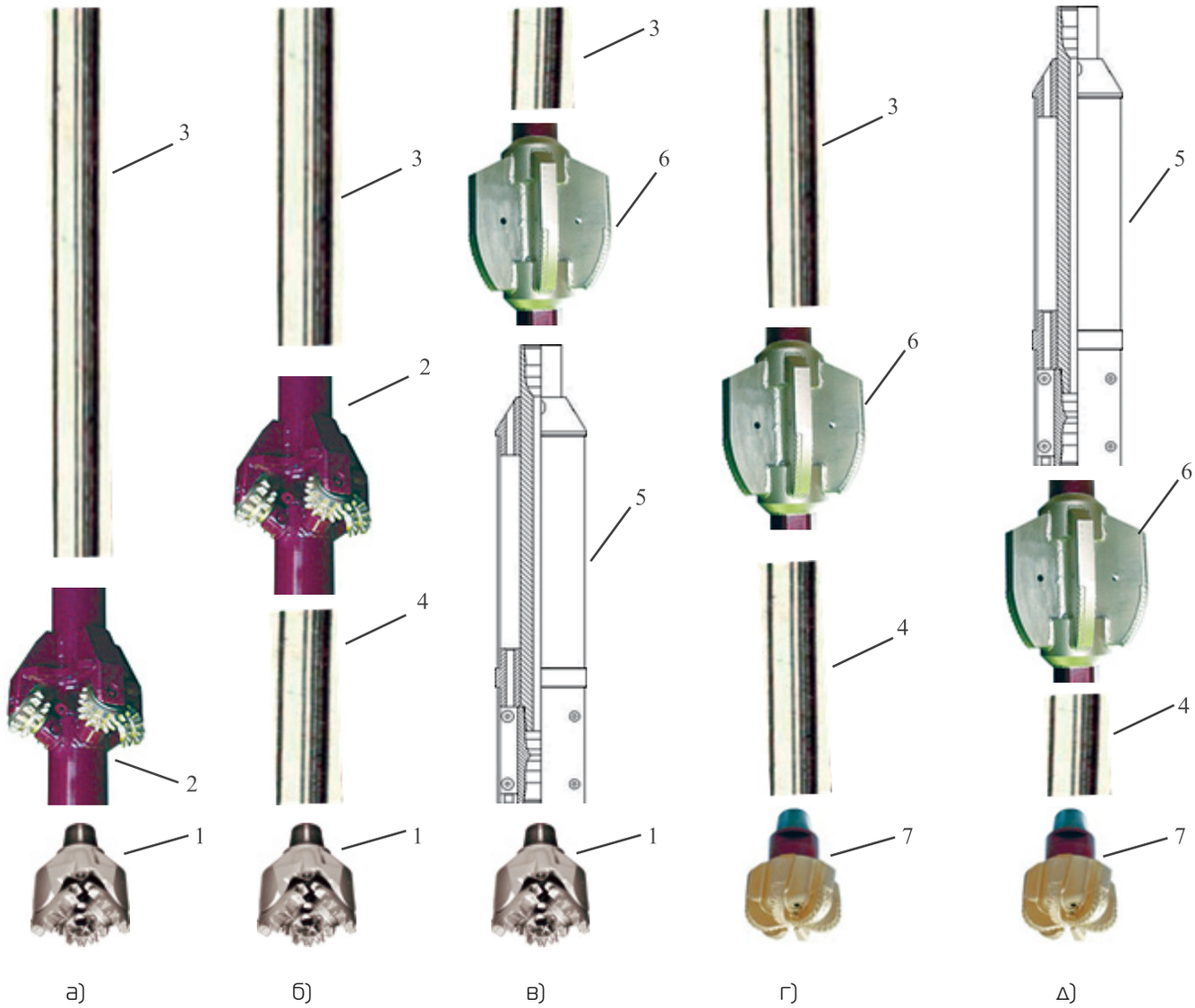


Рис. 3. КНБК для бурения стволов большого диаметра роторным способом и с приводом от верхнего силового привода (ВСП):
а – шарошечным долотом с шарошечным расширителем и УБТ;
б – шарошечным долотом, переводником-маховиком, шарошечным расширителем и УБТ;
в – шарошечным долотом, стабилизирующим устройством типа НСУ, лопастным расширителем и УБТ;
г - долотом типа PDC с лопастным расширителем и УБТ;
д – долотом типа PDC стабилизирующим устройством типа НСУ, лопастным расширителем и УБТ:
1 – долото шарошечное; 2 – расширитель шарошечный; 3 – УБТ; 4 – наддолотный переводник-маховик;
5 – наддолотное стабилизирующее устройство; 6 – лопастной расширитель; 7 – долото лопастное типа PDC..

Обратим внимание на конфигурацию долот различного типа. Стандартное трёхшарошечное долото с ниппельной замковой резьбой в большинстве случаев имеет меньшую высоту, чем долото алмазное или типа PDC, за счет цилиндрической шейки над калибрующей частью долота и замковой резьбой, предназначенной для применения специального ключа. Диаметр цилиндрической шейки не регламентирован и выбирается изготовителем в соответствии с диаметром замкового соединения с аналогичной замковой резьбой.

У шарошечного долота решающее значение имеет размер упорного уступа под резьбой, к которой присоединяется корпус переходного переводника забойного двигателя или технологический элемент КНБК (ГЗД, УБТ, ОЦУ и т. п.), так как этот размер влияет на ДЭФ, который определяется [2, 5] полусуммой диаметров долота и ближайшего над ним элемента - переводника или шейки долота. Диаметр шейки долота должен быть не меньше диаметра муфты обсадной колонны. При этом следует отметить, что в нормативной документации термина «наддолотный переводник» и требований к нему [2, 5], не существует.

Об износе ГЗД известно существенно меньше, поскольку в соответствии с инструкцией по эксплуатации контролируются только люфты вала (осевой, радиальный, тангенциальный). Износ по наружному диаметру

а) б) в)

Рис. 4. Примеры износа лопастных центраторов при бурении скважин:
а - схема износа в разрезе твердых пород с уступами [1, 2, 5,12];
б, в – фактический износ лопастей центраторов КС295СТ и КС392СТ при бурении скважин в Тимано-Печерской НГП.

корпусных деталей ГЗД (шпинделя, силовой секции, узла перекоса шпинделя и двигателя, и др.) интересует в основном собственников изделия. И в меньшей степени – инженерный персонал буровых подрядчиков и сервисных компаний. У большинства типоразмеров ГЗД наружный диаметр выступающего вала меньше, чем у корпуса шпинделя, двигательной секции или узла перекоса соединяющего их. Такая конструкция ГЗД способствует торможению процесса углубления ствола из-за «зависания» нижней части шпинделя на уступах в стенке скважины. Изготовителей это не волнует, но может заинтересовать буровые и сервисные компании при постановке задачи по оптимизации процесса углубления ствола.

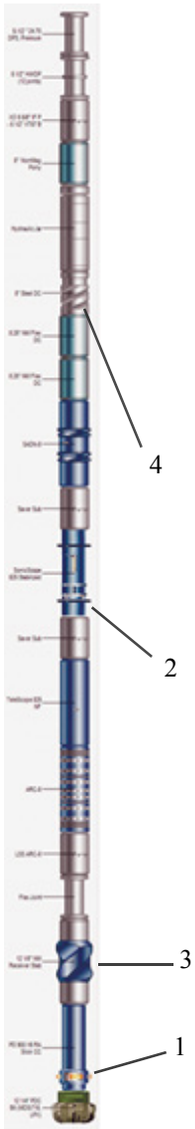
При строительстве скважин процесс углубления разбивается на два этапа. На первом этапе производится бурение ствола долотами номинального размера, на втором – расширение и шаблонирование ствола при подготовке к спуску обсадной колонны, на выполнение которого иногда затрачивается больше времени, чем на бурение [5].

Для сокращения времени строительства скважины необходимо объединить данные этапы в один путем применения КНБК, размеры которой обеспечивают при бурении ствол, конфигурация которого позволяет выполнить спуск обсадной колонны без специальной его подготовки. Для этого необходимы создание и отработка в различных горно-геологических условиях наборов наиболее эффективных устройств, изменение конфигурации долот и корректировка нормативной документации по их применению. Такая задача не может быть решена без привлечения отраслевой науки.

При бурении ствола большого диаметра по технологии ступенчатого забоя применяются КНБК, состоящие из пилотного долота (шарошечного или лопастного с резцами типа PDC) и пилотного расширителя шарошечного или лопастного с резцами из твердого сплава или типа PDC, далее набор УБТ, ОЦУ и бурильные трубы. Нормативного документа на изготовление пилотных расширителей не существует. Но имеются рекомендации по их применению без указания критериев износа. Известны конструкции пилотных расширителей трех-, четырех-, пяти- и шестишарошечных, трех- (со сменными лопастями) и многолопастных (с приварными лопастями), оснащенных резцами на лопастях из твердого сплава или типа PDC различных изготовителей России [5]. Однако закономерности износа их режущих и калибрующих элементов слабо изучены и отсутствуют методики для их контроля и критерии отбраковки.

Следует отметить, что в связи с тем, что большинство параметров процесса бурения регистрируется по устьевой информации, поэтому трудно интерпретировать результаты изменений темпа углубления скважины до появления бурового шлама на поверхности. Однако существует вполне простой и проверенный способ для предупреждения «зависаний» бурильной колонны, который связан с изменением конфигурации КНБК. Для этого, прежде всего, необходимо:

- ввести в практику проектирования КНБК критерий определения $Д_{ЭФ}$ ствола, получаемого при первичном его формировании независимо от диаметра долота, обеспечивающего гарантированно прохождение по стволу обсадной колонны (размеры формируемых уступов при этом не должны препятствовать этому);
- изменение конфигурации долот за счет увеличения диаметра его цилиндрической шейки до требуемой расчетной величины, соответствующей диаметру муфты очередной обсадной колонны либо применять долота с удлиненной калибрующей частью;
- изменение конфигурации ГЗД за счёт увеличения диаметра выступающего вала шпинделя ГЗД до размера, соответствующего его корпусу или оснащения переводником требуемого размера;
- расширение номенклатуры размеров ГЗД или отдельных его частей по условиям формирования $Д_{ЭФ}$;
- создание специального узла для ГЗД, обеспечивающего остановку вращения вала двигателя в период



а)

б)

в)

г)

д)

Рис. 5. Пример износа частей роторной управляемой системы компании «Шлюмберже» после бурения в интервале чередования твердых и абразивных пород на глубине 3000 м одной из наклонно направленных скважин на Сахалине:
а – схема РУС; б – износ узла с выдвижными плашками; в – износ лопастного центратора;
г, д - центраторы блоков геофизики;
1 – долото ø311,1 мм типа PDC; 2 – блок управления РУС;
3 – лопастной центратор РУС; 4 – лопастной центратор блока т/с.

промывки скважины с целью предупреждения формирования уступов;

- изменение конструкции лопастных центраторов за счет нормирования диаметра корпуса и увеличения количества лопастей; наружный диаметр центратора по лопастям должен определяться с учетом критического износа долот по наружному диаметру;

- применение над долотом переводника, переводника-маховика или стабилизатора, наружный диаметр которых должен соответствовать диаметру муфты очередной обсадной колонны;

- применение по возможности «гладких» КНБК, состоящих из наддолотного переводника, трубного утяжелителя, стабилизатора, УБТ и т.д., с размером нижней секции, соответствующим условиям $Д_{эф}$;

- внесение перечисленных требований к КНБК в проект на строительство скважины.

Некоторые из перечисленных мероприятий ещё требуется отработать при бурении скважин в различных условиях, например при бурении наклонно направленных скважин различного диаметра и боковых стволов при реконструкции старого фонда скважин.

Рис. 6. Долота типа 295,3MX30G компании «Hughes Christensen», отработанное в течение 40 часов с устройством «TruTrack-8» в интервале 3000-3300 м скважины 1п-Шахринав (Республика Таджикистан) [2].

Выводы и рекомендации

1. Существующие конструкции долот, пилотных расширителей, ГЗД, центраторов, переводников, переводников-маховиков, а также действующие рекомендации по формированию КНБК не соответствуют современным требованиям технологии строительства скважин из-за не соответствия критерию $Д_{эф}$.

2. В действующие нормативные документы по выбору КНБК для бурения скважин независимо от их диаметра следует внести дополнения с рекомендациями по применению оценки $Д_{эф}$ ствола, как критерия его качества при первичном формировании, обеспечивающего гарантированно спуск запроектированной обсадной колонны.

3. Восстановить общероссийский центр в области строительства скважин для совершенствования техники и технологии, обновления и замещения нормативной базы в строительстве скважин и экономии ресурсов при разработке перспективных месторождений нефти и газа.

Внедрение перечисленных выше мероприятий общегосударственной значимости позволит существенно повысить эффективность строительства скважин на углеводороды и твердые ископаемые.

ЛИТЕРАТУРА

1. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.И., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. 647 с.
2. Буримов Ю.Г. Бурение стволов большого диаметра глубоких скважин. М.: Моркнига, 2015. 484 с.
3. ГОСТ 20692-2003. Долота шарошечные. Технические условия. ИПК Издательство стандартов, 2003. с. 11.
4. ГОСТ 26474-85 Долота и головки бурильные алмазные и оснащенные сверхтвердыми композиционными материалами. Типы и основные параметры. М.: Издательство стандартов, 1985. 6 с.
5. Буримов Ю.Г. Инженерный сервис в бурении. Долота, ГЗД, отбор керна, боковые стволы. Справочное пособие. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. 880 с.
6. Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин. РД 39-0148052-514-86. М.: ВНИИБТ, 1986. 84 с.
7. Каталоги ГЗД на 2012-2014 г.г. М.: ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент», ЗАО «НГТ», ООО «Фирма «Радиус-Сервис».
8. Бедило А.В., Проселков Е.Ю., Проселков Ю.М. Локальные искривления скважины при бурении - главный фактор сопротивления осевому перемещению колонны. Нефтяное хозяйство. М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2008, №5, с. 30-32.
9. ОСТ 39-078-79. Калибраторы, центраторы, стабилизаторы. Классификация, виды, типы и основные размеры. М.: типография ХОЗУ Миннефтепрома , 1979. 12 с.
10. РД «Инструкция по расчету бурильных колонн». М.: Типография «Нефтяник», 1997. 156 с.
11. РД 39-0148052-537-87 Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. М.: ВНИИБТ, 1987. 129 с.
12. Солодкий К.М. Закономерности формирования вертикального и наклонного ствола скважины. Инженер-нефтяник. – М: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2014. №1. с. 24-30.

REFERENCES

1. Povalihin A.S., Kalinin A.G., Bastrikov S.I., Solodkij K.M. Directional, horizontal and multihole drilling. M.: CentrLitNefteGaz, 2011. 647 p.
2. Burimov Ju.G. Big and deep hole drilling. M.: Morkniga, 2015. 484 p.
3. GOST 20692-2003. Roller bits. Technical requirements. IPK Izdatel'stvo standartov. 2003.
4. GOST 26474-85 Bit and coring bit completed with diamond and superhard composite material. Types and basic parameters. M.: Izdatel'stvo standartov. 1985. p. 6.
5. Burimov Ju.G Drilling engineering services. Bits, hydraulic downhole motors, core taking, branch holes. Resource book M.: CentrLitNefteGaz, 2012. 880 p.
6. Vertical hole deviation: instruction on protective measures. RD 39-0148052-514-8 M.: VNIIBT, 1986. p. 84.
7. Hydraulic downhole motor directories, 2012-2014. M.: LLC "VNIIBT-Burovoj instrument". CJSC "NGT". LLC "Firma "Radius-Servis".
8. Bedilo A.V., Proselkov E.Ju., Proselkov Ju.M. Local borehole curving is the controlling factor of drill string axial movement. Neftjanoe hozjajstvo. M.: CJSC "Printing-office Neftjanoe hozjajstvo", 2008. #5. p. 30-32.
9. Industrial Standard 39-078-79 Reamer, centralizer, stabilizer. Classification, types and basic parameters. M.: Ministry of Oil Industry: printing-office of administration and maintenance department. 1979. 12 p.
10. RD "Instruction on drilling string mechanical design" M.: Printing-office "NEFTJANIK", 1997. 156 p.
11. RD 39-01480-52-537-87 Model of working project for construction of oil and gas wells. M.: VNIIBT, 1987. 129 p.
12. Solodkij K.M. Regularities of vertical and deviated well bore drilling. Inzhener-neftjanik M: LLC «IDS Drilling Group», 2014. #1. p. 24-30.

УДК 622. 245.42

Рекомендации по разработке газожидкостных тампонажных смесей для крепления скважин в криолитозоне

М.Ю. Мерзляков – аспирант; А.А. Яковлев – доктор техн. накук, профессор
(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

Строительство скважин в криолитозоне сопряжено с определенными осложнениями. В таких районах, как, например, на алмазоносных месторождениях республики Саха (Якутия) при проведении тампонажных работ многолетнемерзлые породы (ММП), слагающие стенки скважины, могут растепляться. Вследствие длительных сроков схватывания и седиментационной неустойчивости цементных растворов, а также неполного замещения скопившихся в затрубном пространстве водосодержащих объёмов может возникнуть обратное промерзание, приводящее к смятию колонн обсадных труб. Кроме того, из-за нестабильности тампонажных смесей зачастую происходит их недоподъём до проектных отметок. Сложные геолого-гидрогеологические и климатические условия обуславливают ряд особых требований, предъявляемых к тампонажным растворам.

Для крепления обсадных колонн используются быстротвердеющие, седиментационно-устойчивые, безусадочные с низкой теплопроводностью цементные смеси, способные свести к минимуму риски возникновения указанных осложнений. Вместе с тем, должны применяться тампонажные растворы малой плотности, так как на территориях с наличием ММП нередко встречаются зоны с аномально низким пластовым давлением (АНПД).

В качестве тампонажных материалов для условий ММП предпочтительней использовать аэрированные тампонажные растворы, глиноземистые и гипсоглиноземистые цементы и обращенные минерализованные эмульсии [1].

Целесообразность применения газожидкостных тампонажных смесей (ГЖТС) в условиях криолитозоны выражается, прежде всего, в их низкой плотности и теплопроводности, а также в хорошей седиментационной

устойчивости, при которой жидкость затворения надежно удерживается между пузырьками смеси. Также необходимо отметить, что для приготовления ГЖТС требуется незначительное количество воды, повышенное содержание которой в тампонажном растворе может явиться причиной образования в цементном камне прожилок льда и, как следствие, его разрушение и повышение теплопроводности [2].

В лаборатории кафедры бурения скважин Национального минерально-сырьевого университета «Горный» были проведены исследования по изучению технологических свойств ГЖТС с целью дальнейшего их использования для проведения тампонажных работ в условиях криолитозоны.

С понижением температуры процессы гидратации цемента замедляются, в результате чего возрастает время схватывания тампонажных растворов. Для сокращения сроков схватывания ГЖТС в их состав вводились добавки ускорителей твердения (хлорид и нитрат кальция, сульфат натрия, гипс и др.). Данные компоненты способствуют затвердеванию тампонажных смесей при низких положительных и отрицательных температурах, т.е. являются противоморозными добавками.

С целью снижения времени на проведение экспериментов при температуре приближенной к 0 °С (0 ± 5 °С) первоначально исследования производились при комнатной температуре (20 ± 2 °С) и устанавливались граничные условия времени схватывания смесей (рис. 1). Выход за рамки граничных условий исключал целесообразность проведения дальнейших исследований смесей при температуре 0 ± 5 °С.

На рис. 2 приведены графики зависимости сроков схватывания разработанных ГЖТС от содержания в их составе гипса и портландцемента марки ПЦТ I-50. Эксперименты проводились при температуре 20 ± 2 °С, тампонажные смеси готовились без насыщения их воздухом. В качестве основного вяжущего компонента смесей был выбран глиноземистый цемент.

Рис. 1. Прибор Вика ИВ-2.

На основании полученных экспериментальных данных сделан вывод о том, что увеличение концентрации гипса и портландцемента в составе ГЖТС ведет к сокращению сроков схватывания. Данные компоненты являются ускорителями твердения глиноземистых цементов, но не являются противоморозными добавками. Увеличение содержания гипса и наличие воды в разработанных составах ГЖТС ведут к образованию трещин в аэрированном камне (рис. 3), что делает его непригодным в использовании при креплении скважин в ММП.

При увеличении портландцемента в ГЖТС, приготовленных на основе гипсоглиноземистых цементов, возрастают прочностные характеристики образуемого камня (рис. 4), что связано с понижением общей концентрации гипса в составах смесей и уменьшением образования трещин.

С другой стороны, повышенное содержание портландцемента не обеспечивает требуемого схватывания ГЖТС при температуре 0 ± 5 °С. Поэтому в дальнейшем планируется подобрать те реагенты-ускорители, которые позволят уменьшить время схватывания тампонажных смесей.

Устойчивость ГЖТС обеспечивается за счет вводимых газововлекающих добавок и частиц твёрдой фазы. В качестве компонентов-пенообразователей используют поверхностно-активные вещества (ПАВ). В зависимости от типа применяемого ПАВ, концентрации твёрдой фазы и степени аэрации смеси подбирается оптимальное содержание данных веществ в составе ГЖТС. Рекомендуемое содержание ПАВ в тампонажных растворах составляет от 0,1 до 5% [3]. Частицы твердой фазы концентрируются в узлах пузырьков смеси и препятствуют истечению

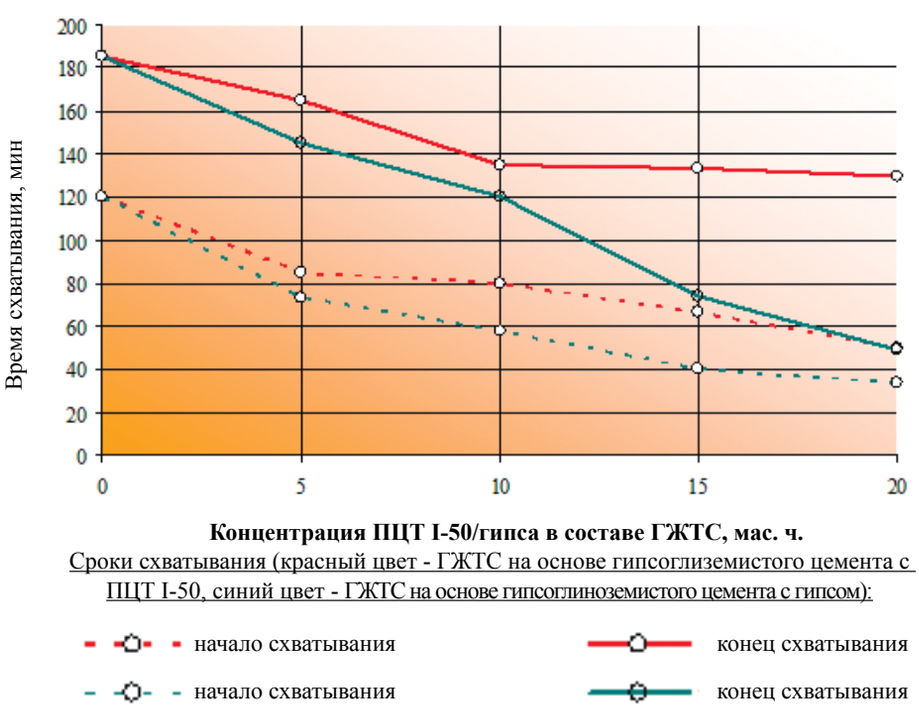


Рис. 2. Зависимость времени схватывания ГЖТС от содержания гипса и портландцемента марки ПЦТ I-50.

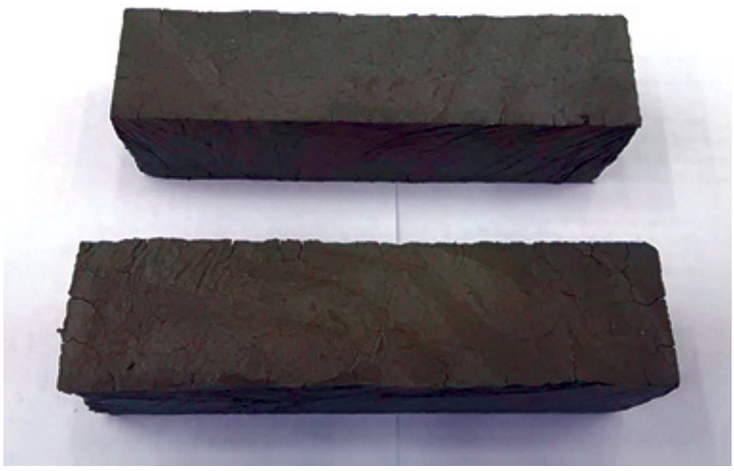


Рис. 3. Образцы аэрированного камня с повышенным содержанием гипса.

жидкости затворения. Твердые стабилизаторы ГЖТС могут быть представлены частичками кремнезема или глинозема (например, кварцевым песком или золой-уносом), резиновой крошкой или целлофановой стружкой и т.п.

Определение устойчивости разрабатываемых тампонажных смесей проводилось с использованием мерных цилиндров. Для этого готовились ГЖТС, далее они заливались в мерные цилиндры, и по мерной шкале замерялся первоначальный и конечный (через 1-3 ч) объем смеси (рис. 5). Время конечного измерения выбиралось с учетом сроков схватывания тампонажных смесей.

Проведенные исследования при обычных условиях (температура – 20±2 °С, давление – 0,1 МПа) показали 100%-ную устойчивость цементного каркаса разрабатываемых ГЖТС.

При замерзании вода переходит из жидкого агрегатного состояния в твёрдое, при этом происходит её расширение примерно на 9% [4], и если она находится в порах тампонажного камня, то могут возникать существенные давления, приводящие к разрушению цементного каркаса. Нарушение целостности камня повышается при повторных циклах замерзание-оттаивание, что, в конечном итоге, может привести к смятию колонны обсадных труб. Наибольшую морозостойкость имеют плотный водонепроницаемый или пористый цементный камень, наименьшую – водопроницаемый камень [4]. Образовавшиеся в тампонажном камне кристаллы льда растут по мере поступления к ним капиллярной воды. Наличие пор в структуре камня, сформированного ГЖТС, снимает образуемое льдом избыточное давление, тем самым, обеспечивается сохранность крепи скважины от разрушения.

С целью повышения морозостойкости цементного камня используется метод воздухововлечения. Пузырьки воздуха с большими усилиями заполняются водой, что снижает водопроницаемость камня. Их малые размеры и равномерное распределение по объему ведет к уменьшению расстояния между ними и способствует снижению давления, вызванное ростом кристаллов льда. Для получения морозостойкого цементного камня расстояние между соседними пузырьками не должно превышать 0,2-0,25 мм, и при дальнейшем уменьшении этого значения морозостойкость будет только расти [5].

Тампонажные смеси, приготовленные с использованием алюминатных цементов и содержащие небольшое количество воды, имеют достаточную стойкость против коррозии, вызванной сульфатными растворами, морской водой или разбавленными растворами кислот (pH > 4) [4, 6]. Таким образом, применение глиноземистых и гипсоглиноземистых цементов для создания ГЖТС позволит не

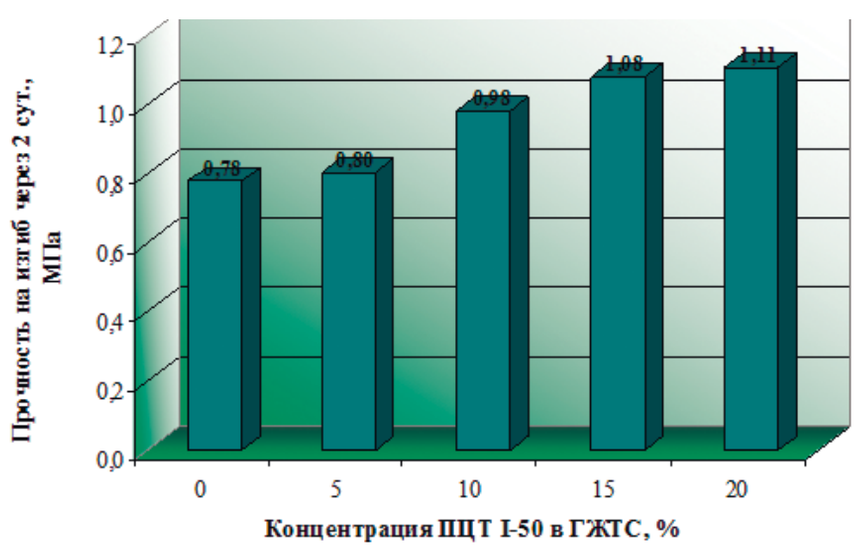


Рис. 4. Зависимость прочности цементного камня от концентрации портландцемента ПЦТ I-50.

Рис. 5. Исследование устойчивости ГЖТС.

только сократить сроки схватывания разрабатываемых тампонажных смесей для условий отрицательных температур, но и обеспечит их сохранность от коррозионной агрессии.

Под действием теплового потока, движущегося от эксплуатируемой скважины к мерзлым породам, может произойти нарушение герметизации затрубного пространства, вызванное расцеплением ММП. Для предотвращения указанного осложнения необходимо обеспечить достаточную теплоизоляцию. Применение тампонажных растворов с низкой теплопроводностью способно создать надежный теплоизоляционный экран, защищающий мерзлые породы от оттаивания. Использование ГЖТС, содержащих пузырьки воздуха по всему объёму, позволит получить цементный камень с малой теплопередачей.

Помимо введения пузырьков воздуха (газа) для понижения значения теплопроводности в состав тампонажной смеси могут вводиться полые наполнители. Такие добавки с одной стороны способствуют уменьшению плотности и теплопроводности смеси, с другой – повышают прочностные характеристики образуемого цементного камня [7]. Отрицательным моментом использования подобных наполнителей, как и всех других облегчающих добавок, является увеличение водотвердого отношения для обеспечения достаточной подвижности тампонажной смеси.

Разработка новых составов ГЖТС для тампонирования скважин в ММП предусматривала сочетание пузырьков воздуха с полыми алюмосиликатными микросферами (ПАМС). Приготовленные тампонажные смеси обладали низкими значениями плотности, а сформированный на их основе цементный камень повысил свою прочность. Кроме того, по сравнению со стандартными тампонажными растворами, содержащими облегченные добавки, ГЖТС с ПАМС имели меньшее водотвердое отношение [8].

Полученные расчетные значения теплофизических свойств ГЖТС с ПАМС [9] позволяют сделать вывод о целесообразности их использования для создания теплозащитного экрана скважин в криолитозоне.

На основании проведенных экспериментальных исследований, теоретического и аналитического обзора можно сделать вывод о пригодности ГЖТС для создания скважин в условиях, осложненных низкими температурами и наличием мерзлых пород. Для приготовления ГЖТС, применяемых в криолитозоне, предпочтительно использовать глиноземистые или гипсоглиноземистые цементы с низким содержанием водотвердого отношения. Включение в состав тампонажной смеси пузырьков воздуха и полых микросфер обеспечивает сохранность низкой плотности и теплопроводности ГЖТС, придает ей дополнительную устойчивость и ведет к повышению прочности образуемого цементного камня. Для уменьшения сроков схватывания дополнительно в состав тампонажной смеси вводятся реагенты-ускорители.

Таким образом, рекомендуемая газожидкостная тампонажная смесь для цементирования затрубного пространства скважин, пройденных в ММП, включает глиноземистые или гипсоглиноземистые цементы, техническую воду, воздухововлекающие добавки, воздух (газ), полые алюмосиликатные микросферы и ускорители сроков схватывания (противоморозные добавки).

Целью дальнейших исследований станет изучение технологических и теплофизических свойств тампонажных смесей, представленных ГЖТС с добавкой в них ПАМС и предназначенных для строительства скважин в криолитозонах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург: «Летопись», 2005. 664 с.
2. Кучерюк В.И., Колобов П.В. Методология оптимизации крепи скважин в криолитозоне. Бурение и нефть. М.: ООО «Бурнефть», 2003. №9. с. 26-28.
3. Яковлев А.А. Газожидкостные промывочные и тампонажные смеси (комплексная технология бурения и крепления скважин). СПб: СПГГИ (ТУ), 2000. 143 с.
4. Ли Ф.М. Химия цемента и бетона. М.: Государственное издательство литературы по строительству, архитектуре и строительным материалам, 1961. 647 с.
5. Зоткин А.Г. Воздушные поры и морозостойкость бетона. Технологии бетонов. 2011. №5-6. с. 18-21.
6. Тейлор Х. Химия цемента. Пер. с англ. – М.: Мир, 1996. 560 с.
7. Овчинников П.В., Кузнецов В.Г., Фролов А.А. и др. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. 115 с.
8. Мерзляков М.Ю., Яковлев А.А. Исследование технологических свойств аэрированных тампонажных составов с включением в них полых алюмосиликатных микросфер. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2015. №14. с. 13-17.
9. Мерзляков М.Ю., Яковлев А.А. Оценка теплофизических свойств аэрированных тампонажных смесей и получаемого камня для крепления скважин в многолетнемерзлых породах. Инженер-нефтяник. М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллин», 2014. №4. с. 8-14.

REFERENCES

1. Rjazanov Ja.A. Encyclopedia of drilling fluids. Orenburg: "Letopis", 2005. 664 p.
2. Kucherjuk V.I., Kolobov P.V. Casing of permafrost zones: optimization strategy. Burenie i neft'. M.: LLC "Burneft", 2003. #9. p. 26-28.
3. Jakovlev A.A. Gas-liquid fluids for drilling and cementing (integrated drilling and cementing technology) SPb: SPGGI (TU), 2000. 143 p.
4. Li F.M. Cement and concrete chemistry. State publishing House. Construction, architecture and constructional materials. 1961. 647 p.
5. Zotkin A.G. Concrete: air pores and frost resistance. Concrete technology. 2011. #5-6. p. 18-21.
6. H Tailor. Cement Chemistry. Translated from English. M.: Mir, 1996. 560 p.
7. Ovchinnikov P.V., Kuznecov V.G., Frolov A.A. Special plugging materials for low temperature wells. M.: LLC «Nedra-Biznescentr», 2002. 115 p.
8. Merzljakov M.Ju., Jakovlev A.A. Investigation of technological properties of aerated mud with cenospheres incorporated. Journal of PNIPU. Geology. Oil, gas and mining. Perm. Perm national research Polytechnic University. 2015. #14. p. 13-17.
9. Merzljakov M.Ju., Jakovlev A.A. Aerated mud and its cement stone for well casing in permafrost: thermophysical property evaluation Inzhener-neftjanik M: LLC "IDS Drilling Group", 2014. # 4. p. 8-14.

УДК 622.276.7:622.245.67

Технологии крепления скважин и ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн с использованием синтетических смол

Р.Р. Кадыров – доктор техн. наук, главный научный сотрудник;
А.К. Сахапова – канд. техн. наук, зав. сектором;
С.И. Амерханова – канд. техн. наук, с.н.с.
(ТатНИПИнефть)
Д.В.Сотников - инженер
(КогалымНИПИнефть)
И.Г. Фаттахов – зам. начальника, канд. техн. наук
(ПАО «Татнефть»)

Эффективная реализация методов интенсификации разработки нефтяных месторождений на поздней стадии, а зачастую принципиальная возможность их применения в значительной степени зависит от герметичности эксплуатационной колонны и заколонного пространства. В процессе эксплуатации скважин выполняется значительное количество водоизоляционных работ, доля которых в общем объёме капитального ремонта скважин (КРС) по мере выхода из бурения достигает 7-9%, а при росте обводнённости продукции более 50% достигает 12÷14%. В этой связи особую значимость и актуальность приобретают вопросы разработки технологий первичного крепления и ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн в процессе эксплуатации.

Тампонажные составы на основе синтетических смол применяются при ремонте скважин. Физико-механические свойства тампонажного камня на их основе выше по сравнению с цементами, благодаря чему возникает возможность достижения качественно новых показателей при ремонтно-изоляционных работах (РИР) в скважинах.

Промысловая практика подтверждает, что использование синтетических смол часто бывает успешным в тех случаях, когда применение цементных растворов эффекта не приносит. Чаще всего их используют для герметизации эксплуатационных колонн, реже – для изоляции зон поглощений и водогазонефтепроявлений в процессе бурения скважин. Смолы практически не используют при креплении обсадных колонн ввиду относительно высокой

стоимости полимеров по сравнению с тампонажными цементами.

Выбор синтетических смол в качестве материала для РИР обусловлен, прежде всего, их малой вязкостью и хорошей фильтруемостью в поры и каналы пласта, отсутствием в них взвешенных частиц, малой усадкой при отверждении, высокой прочностью и адгезией к горной породе, кроме того, их применение в ряде случаев является оправданным не только технологически, но и экономически.

Несмотря на вышеперечисленные достоинства тампонажных составов на основе синтетических смол, они не нашли широкого применения. Это обусловлено рядом факторов: невозможностью использования некоторых смол при отрицательных температурах, нерегулируемыми сроками отверждения, нестабильностью смол при хранении, зависимостью сроков отверждения смол от перепадов температуры окружающей среды на дневной поверхности и в зоне проведения РИР. Все это в конечном итоге приводит к снижению качества РИР, а в отдельных случаях чревато осложнениями и возникновением аварийных ситуаций.

Рядом исследователей [1-3] были проведены исследования по выбору синтетических смол в качестве материала для РИР с учётом вышеперечисленных недостатков. Все исследовавшиеся смолы синтезированы на отечественных предприятиях. Результаты исследований приведены в табл. 1. На основании большого объёма выполненных исследований и положительных лабораторных результатов наиболее перспективными синтетическими смолами являются ацетоноформальдегидная и резорцино-формальдегидная смолы. Стоимость эпоксидных смол пока очень высока, но использование их в ограниченных количествах представляет большой интерес.

Более детальное исследование проведены с ацетоно-формальдегидной и резорцино-формальдегидной смолами. Как показали лабораторные и промысловые исследования, для данных смол характерно влияние объёма приготавливаемой композиции на сроки отверждения в связи с высокой экзотермичностью процесса отверждения. Последнее необходимо учитывать при приготовлении композиций в большом количестве и при температурах окружающей среды выше 25 °С. Снижение влияния объёмного фактора позволит упростить регулирование сроков отверждения тампонажного состава.

Преодолеть вышеупомянутые трудности с одновременным повышением эффективности РИР возможно либо химическим путем, либо технологическими приемами.

Химическим путем можно:

- изменить механизм отверждения за счёт ввода тех или иных реагентов. Например, механизм отверждения резорциноформальдегидной смолы отличается при использовании в качестве катализатора реакции конденсации кислого реагента или щелочного. При этом происходит активация или формальдегидных групп или фенольных групп.

- готовить композиции на основе смесей смол, что позволит более эффективно регулировать скорость процесса их отверждения как в щелочной, так и в кислой средах, улучшить физико-механические свойства образующегося полимерного камня (увеличивается прочность камня при изгибе и сжатии, уменьшается хрупкость и усадка), поскольку это связано с образованием комплекса с межмолекулярными водородными связями в смесях смол.

При применении технологических приемов можно:

- снизить критическую температуру приготавливаемой смеси, путем поддержания температуры компонентов тампонажного состава не выше плюс 15 °С. Такой прием удобно использовать в зимнее время, используя при этом штатное оборудование. В этом случае при приготовлении состава в объёме более 2 м^3 не приведет к критическому повышению температуры (более плюс 30 °С) и процесс закачивания составов на основе смол происходит без осложнений, что иллюстрируется результатами лабораторных испытаний приведенных в таблице 2. Из табл. 2 видно, что с повышением температуры реагентов время отверждения смолы возрастает. Этот приём подтверждён успешным применением тампонажного состава на основе ацетоноформальдегидной смолы в скважинах №№ 546д, 1128,303,1852,1196 НГДУ «Бавлынефть», №№ 12170, 6601 НГДУ «Джалильнефть», №№ 8517, 5659, 2841 НГДУ «Азнакаевскнефть;

- использовать установку КУДР-5. При этом готовый состав не скапливается в большом объёме, а сразу непрерывно приготавливается, поступает в колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) и закачивается в зону негерметичности эксплуатационной колонны. При этом тепло, выделяющееся при отверждении движущей смолы, рассеивается в колонне НКТ.

- ввести между полимерным и закрепляющим материалами промежуточный буфер, являющийся одновременно отвердителем для полимерного материала и ускорителем отверждения для закрепляющего материала. Этот прием успешно применен в скважинах №№ 3117 НГДУ «Альметьевнефть», 6559а НГДУ «Лениногорскнефть»;

- раздельно закачивать синтетическую смолу и отвердитель через струйный насос, определив предварительно расход смолы и отвердителя. Этот прием успешно применен на скважине № 484 (НГДУ «Елховнефть»);

- готовить тампонажный состав в интервале изоляции [5]. Сущность способа представлена на рис. 1 и заключается в последовательном закачивании синтетической смолы, подушки из буферной жидкости, отвердителя, расчётного объёма продавочной жидкости. Объём продавочной жидкости выбирается из условия уравновешивания отвердителя и буферной жидкости в НКТ с синтетической смолой и буферной жидкостью в кольцевом пространстве между НКТ и эксплуатационной колонной. Затем приподнимают НКТ на глубину, достаточную для полного выхода в эксплуатационную колонну буферной жидкости и второй порции отвердителя. При подъёме НКТ происходит равномерное смешивание отвердителя с синтетической смолой в эксплуатационной колонне.

При строительстве скважин слабым участком крепи, как правило, является контакт между тампонажным камнем и горными породами. Основное отрицательное влияние на качество крепления скважин оказывают остатки бурового раствора и наличие глинистой корки. Для более надежной адгезии тампонажного камня с горными породами либо с поверхностью стенки скважины удаляют фильтрационную корку промывочной жидкостью или превращают ее в прочное твёрдое тело [4]. Последний метод заключается в том, что глинистую корку и пристенную зону насыщают твердеющим фильтратом, что позволяет достичь прочной адгезии тампонажного камня со стенками скважины.

В институте «ТатНИПИнефть» разработали новый способ цементирования скважин [6]. Суть предлагаемого способа заключается в следующем. За эксплуатационную

Таблица 1. Результаты исследований синтетических смол.

Вид смолы	Технико-экономические показатели				
	Вязкость	Прочностные показатели	Отверждение смол на контактах цементного камня	Срок хранения	Экономические показатели
Мочевино-формальдегидная (карбамидная) смола	маловязкая жидкость; высокая проникающая способность в поры и микротрещины; невозможность использования при отрицательных температурах	Прочный камень, наблюдается усадка, хрупкость	смола не отверждается, образуется творожистая масса, а при увеличении концентрации отвердителя резко сокращаются сроки отверждения	срок хранения 3-6 мес., смола	доступность, стоимость смолы от 20 до 50 тыс. руб./1 т
Фенолформальдегидная смола			смола не отверждается и остается вязкой массой	срок хранения 3 мес., большая чувствительность смолы к окружающей температуре	доступность, стоимость смолы от 100 до 150 тыс. руб./1 т
Ацетоно-формальдегидная смола	маловязкая жидкость; высокая проникающая способность в поры и микротрещины; возможность использования при низких температурах	Прочный камень, стойкость к ударным нагрузкам	смола отверждается при контакте с цементным камнем	12 мес.	доступность, стоимость смолы от 70 до 80 тыс. руб./1 т
Резорцино-формальдегидная смола	маловязкая жидкость; высокая проникающая способность в поры и микротрещины		смола отверждается при контакте с цементным камнем	6 мес.	доступность, стоимость от 150 до 180 тыс. руб./1 т.
Эпоксидная смола	способность к разбавлению с растворителем для снижения вязкости, высокая плотность смеси, что позволяет исключить перемешивание с продавочной жидкостью в стволе скважины	Высокопрочный камень, стойкость к ударным нагрузкам, высокая адгезия к породе, цементу и металлу обсадной колонны	смола отверждается при контакте с цементным камнем, высокая адгезия	12 мес.	ограниченный объем выпуска, стоимость от 600 до 950 тыс. руб./1т

колонну последовательно закачивают полимерный состав, цементный раствор и на завершающей стадии цементирования закачивают модифицированный цементный раствор (МЦР) в объёме, необходимом для заполнения затрубного пространства в интервале залегания продуктивного пласта с перекрытием его на 10-20 м. Увеличение диапазона интервала перекрытия продуктивного пласта свыше 20 м нецелесообразно

Таблица 2. Результаты исследования времени отверждения состава на основе ацетоноформальдегидной смолы в зависимости от температуры реагентов и среды отверждения.

Температура реагентов, ^{0}C	Температура среды отверждения, ^{0}C	Время начала отверждения, ч-мин
25	25	1-15
20		2-20
15		3-00
5		4-10
0		8-00

с экономической точки зрения из-за увеличения стоимости цементирования. Уменьшение диапазона интервала перекрытия продуктивного пласта менее 10 м недостаточно для надежного разобщения пласта. Кроме того, образующийся полимерцементный камень из МЦР на основе синтетических смол обладает по сравнению с цементным камнем пониженной хрупкостью. В результате повышается стойкость полимерцементного камня к знакопеременным нагрузкам, которым постоянно подвергается цементное кольцо в заколонном пространстве продуктивной зоны в процессе перфорации и эксплуатации скважин. Более того, отвердевший полимерцементный камень обладает повышенной коррозионной стойкостью в агрессивных пластовых жидкостях.

В качестве МЦР можно применять различные полимерцементные растворы на основе синтетических смол, отверждаемые в среде цементного раствора, например ацетоноформальдегидная смола, резорцино-формальдегидная смола, смолы на основе сланцевых фенолов.

Необходимость закачивания полимерного состава перед цементным раствором заключается в том, что полимерный состав, проникая в горную породу и глинистую корку, равномерно распределяется, отверждается, образуя прочный непроницаемый экран в приствольной части породы и улучшает структурно-механические свойства глинистой корки и контактирующей с ней породы. Такой экран предотвращает флюидообмен между скважиной и пластом, и, наоборот, между пластом и скважиной. Кроме того, сохраняются коллекторские свойства пласта благодаря формированию в приствольной части скважины непроницаемого экрана из полимерного материала. Заполнение интервала продуктивного пласта в заколонном пространстве с перекрытием его на 10-20 м МЦР на завершающей стадии цементирования обеспечивает высокую герметичность контакта полимерцементного раствора с полимерглинистой коркой и металлом обсадной колонны. Отсутствие в данном способе буферных жидкостей, обладающих эффектом химического или гидромеханического воздействия на глинистую корку, и связанных с ними дополнительных технологических операций, упрощают способ цементирования скважин и сокращают продолжительность процесса цементирования.

Высказанные положения подтверждаются результатами модельных испытаний. Исследования проводили на модели скважины. Основные узлы приведены на рис. 2. Полые цилиндрические фильтры изготавливались следующим образом. В перфорированный патрубок 1 из нержавеющей стали навинчивалась крышка 3, вставлялся стержень 2, смазанный солидолом, и в пространство между стержнем и патрубком набивалась цементно-песчаная смесь. При этом предварительно песок фракции 0,8-1,5 мм промывался,

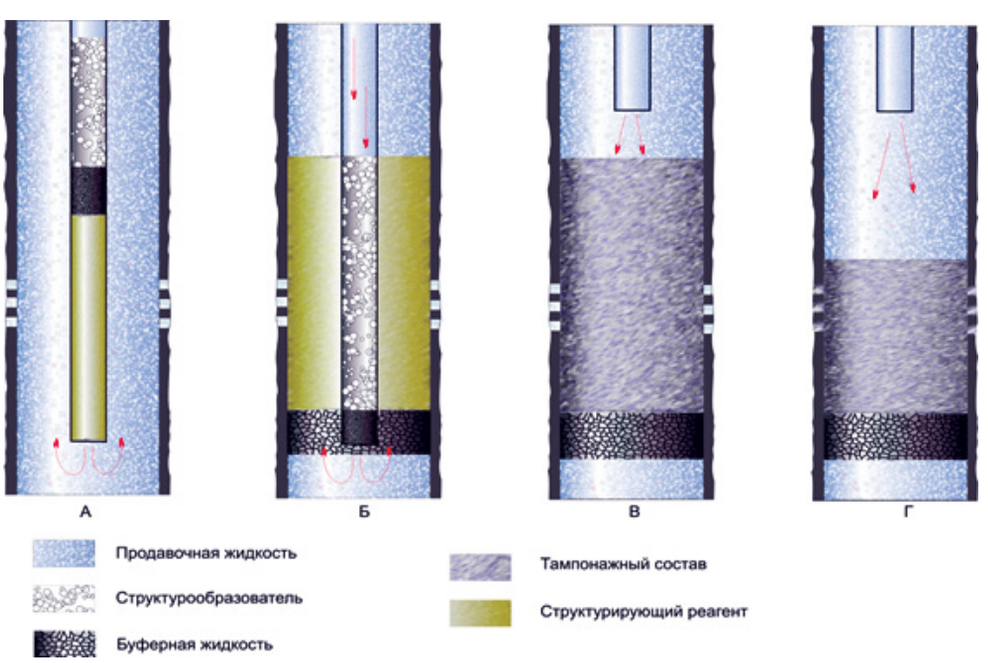


Рис. 1. Схема приготовления и закачки быстросхватывающегося тампонажного состава.

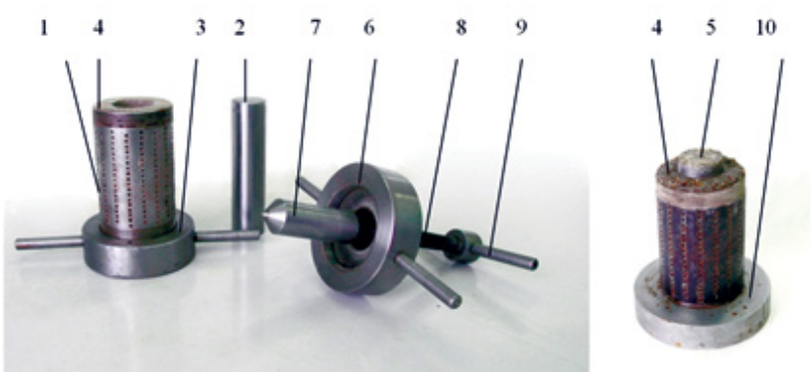


Рис. 2. Общий вид модели ствола скважины с обсадной колонной:
1 – перфорированный патрубок;
2 – стальной стержень для формирования ствола скважины;
3 – нижняя навинчивающая крышка;
4 – цементно-песчаная смесь имитирующая породу;
5 – стальной стержень, имитирующий обсадную колонну;
6 – верхняя навинчивающая крышка в сборе с выталкивающим штоком
7; 8 – винт;
9 – рукоятка;
10 – кольцо,

высушивался и смешивался с тампонажным цементом марки ПЦТ-II-50 в соотношении 1,5:1. Затем собранная модель опускалась на 3 часа в пресную техническую воду. Далее модель извлекалась и выдерживалась на воздухе в течение 48 ч. Затем на модель наворачивалась верхняя крышка 6 в сборе с выталкивающим устройством. Нижняя крышка при этом отворачивалась, и модель устанавливалась на кольцо 10, имеющее внутреннее отверстие, и вращением рукоятки 9 стержень 2 выдавливался. Внутреннюю полость образовавшейся модели обезжиривали бензином от остатков солидола, а торцевые части смазывали герметиком.

Определение герметичности контакта «полимерцементный камень-глинистая корка-порода» и «полимерцементный камень-металлическая поверхность» (стальной стержень), формируемого посредством МЦР, производили на разборной модели скважины (рис. 2). В качестве пористой среды использованы полые цилиндрические фильтры с проницаемостью 500-800 мД, изготовленные из смеси кварцевого песка, цемента и воды.

Влияние предварительной закачки полимерного состава на проницаемость приствольной части ствола скважины оценивали путем определения проницаемости полых цилиндрических фильтров. После намыва глинистой корки на внутреннюю поверхность фильтров их заполняли полимерным составом. Выдерживали 1 час. Далее полимерный состав удаляли, фильтры заполняли пластовой девонской водой, и модель оставляли под давлением 2,5 МПа. Через 48 ч определяли проницаемость.

Как показали испытания, проницаемость фильтров не восстанавливалась и была нулевой при перепаде давления в 7 МПа, что свидетельствует о создании в приствольной части модели непроницаемого полимерного экрана.

Герметичность контакта «полимерцементный камень-глинистая корка-порода» и «полимерцементный камень-металлическая поверхность» определяли следующим образом. На внутреннюю поверхность полых цилиндрических фильтров под давлением 0,2 МПа намывали глинистую корку из глинистого раствора, приготовленного из кальциевых глин Биклянского карьера со следующими показателями: плотность 1180 кг/м^3, водоотдача – 15 см^3 за 30 мин. Затем модель ствола скважины, стенки которой покрыты глинистой коркой толщиной до 4 мм, заполняли МЦР. В процессе схватывания МЦР перепад давления в камере поддерживали равным 0,25 МПа, т. е. на 25% превышающим давление намыва глинистой корки. Герметичность контакта определяли задавливанием воды в зону контакта. Давление, при котором происходит прорыв воды вдоль контактной зоны, принимали за давление нарушения герметичности контактной зоны.

Из табл. 3 видно, что нарушение герметичности контакта системы «цементный камень-глинистая корка-порода» происходит при перепаде давления 2,43 МПа. При аналогичных условиях для нарушения контакта образующегося полимерцементного камня из МЦР на основе ацетоно-формальдегидной смолы требуется давление 8,0-8,2 МПа.

Более высокое сопротивление контакта образующегося полимерцементного камня на основе синтетических смол с породой по сравнению с обычным цементным камнем объясняется отверждением фильтрата, проникающего в глинистую корку и породу, вследствие чего улучшаются структурно-механические свойства глинистой корки и породы. Высокое давление нарушения герметичности контакта между стальным стержнем и образующимся полимерцементным камнем из МЦР по сравнению с обычным цементным камнем свидетельствует о высокой адгезии между полимерцементным камнем и металлом колонны.

Проведенные исследования показали эффективность разработанного способа.

Таким образом, в результате исследований предложены к опытно-промысловым испытаниям на месторождениях ОАО «Татнефть» новые технологии и составы для РИР и крепления скважин:

- изолирующие составы на основе ацетонофор-мальдегидной и резорциноформальдегидной смол с низкими температурами замерзания, повышенными сроками хранения и регулируемыми сроками отверждения;
- технология цементирования скважин тампонажным раствором с отверждающимися смолами.

Таблица 3. Технологические характеристики модифицированного цементного раствора.

Состав МЦР	ж/т	Сроки отверждения, ч-мин		Плотность, кг/м^3	Растека-емость, см	Предел прочности через 24 ч, МПа		$X_р$	Давление нарушения герметичности контактной зоны, МПа	Контактная зона
		начало	конец			на изгиб	на сжатие			
Цемент Пресная вода	0,5	7-20	9-05	1860	22,1	2,75	6,8	2,47	2,43 2,5	Порода - глинистая корка-цементный камень Стальной стержень - цементный камень
Цемент АЦФ NaOH Пресная вода	0,7	5-40	9-30	1830	22,0	4,13	2,64	0,64	8,2 8,43	Порода - глинистая корка-полимерцементный камень Стальной стержень - полимерцементный камень
Цемент АЦФ NaOH Пресная вода	1,3	4-15	6-00	1580	25,0	4,33	1,44	0,33	8,0 8,5	Порода - глинистая корка-полимерцементный камень Стальной стержень - полимерцементный камень

ЛИТЕРАТУРА

1. Умрихина Е.Н., Блажевич В.А. Изоляция притока пластовых вод в нефтяных скважинах. М.: Недра, 1966. 163 с.
2. Кадыров Р.Р., Сахапова А.К., Архиреев В.П., Кузнецова О.Н. Применение синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ. Нефтяное хозяйство. М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2005. №11. с. 70-72.
3. Румянцева Е.А., Акимов Н.И., Назарова А.К., Дягилева И.А. Разработка составов и технологий водоизоляционных работ для высокотемпературных пластов. Интервал. Самара: ООО "Венсис», 2005. №3-4. с. 39-43.
4. Данилов И.Я. Крепление скважин полимерными тампонажными материалами. Нефтяное хозяйство. М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 1991. №10. с. 8-9.
5. Пат. 2239048 Российская Федерация, МПК E 21 B 33/13. Способ изоляции зон водопритока в скважине. Хамитов Р.А., Файзуллин И.Н., Кадыров Р.Р., Юсупов И.Г., Правдюк А.Н., Андреев В.А., Жиркеев А.С.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2003108492/03; заявл. 26.03.03; опубл. 27.10.04, Бюл .№ 30 (II ч.).
6. Пат. 2382172 Российская Федерация, МПК E 21 B 33/138. Способ цементирования скважин / Кадыров Р.Р., Юсупов И.Г., Фаткуллин Р.Х., Сахапова А.К., Хасанова Д.К.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - #2008144650/03; заявл. 11.11.08; опубл. 20.02.10, Бюл. №5.
7. Фаттахов И.Г., Кадыров Р.Р., Маркова Р.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах. Фундаментальные исследования. – 2014. – #12–10. – p. 2131-2134. URL: www.rae.ru/fs/?section=content&op=show_article&article_id=10005806.
8. Кадыров Р.Р., Фаттахов И.Г., Патлай А.В., Хамидуллина Э.Р. Прогнозирование характера обводнения и целесообразности проведения водоизоляционных работ. Инженер-нефтяник. М.: ООО «Ай Ди Эс Дрилинг», 2012. № 3. с. 55–60.
9. Фаттахов И.Г. Интеграция дифференциальных задач интенсификации добычи нефти с прикладным программированием. Известия ВУЗ Нефть и газ. Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. №5. с. 115-119.
10. Фаттахов И.Г., Кадыров Р.Р., Галушка А.С. Изоляция водопритока в скважинах посредством применения гелеобразующих составов. Современные проблемы науки и образования. М.: Издательский Дом «Академия Естествознания», 2014. №6. URL: www.science-education.ru/120-16995. www.science-education.ru/120-16995.
11. Фаттахов И.Г., Кадыров Р.Р., Лысенков А.В., Кулешова Л.С., Хаертдинова Л.И. Своевременная диагностика работы скважин с применением коэффициента Джини и значений энтропии пластовой системы. Современные проблемы науки и образования. М.: Издательский Дом «Академия Естествознания», 2015. №2. URL: www.science-education.ru/122-20728.

REFERENCES

1. Umrihina E.N., Blazhevich V.A. Formation water seepage isolation M.: Nedra, 1966. 163 p.
2. Kadyrov R.R., Sahapova A.K., Arhireev V.P., Kuznecova O.N. Artificial resin used for remedial cementing. Neftjanoe hozjajstvo. M.: CJSC “Printing-office Neftjanoe hozjajstvo”, 2005. #11. p. 70-72.
3. Rumjanceva E.A., Akimov N.I., Nazarova A.K., Djagileva I.A. High temperature grouting mixtures: composition and application technology to stop water shutoff. Interval. Samara: LLC "Vensis», 2005. #3-4. p. 39-43.
4. Danilov I.Ja. Polymeric plugging materials. Neftjanoe hozjajstvo. M.: CJSC “Printing-office Neftjanoe hozjajstvo”, 1991. # 10. p.8-9.
5. Patent 2239048 , Russian Federation, MPK E 21 V 33/13 Method for water shutoff in the well. / Hamitov R.A., Fajzullin I.N., Kadyrov R.R., Jusupov I.G., Pravdjuk A.N., Andreev V.A., Zhirkeev A.S.; applicant and patent holder OAO “Tatneft'” im. V.D. Shashina. # 2003108492/03; claimed. 26.03.03; publishedl. 27.10.04 bulletin.№ 30 (part II.).
6. Patent 2382172 Russian Federation, MPK E 21 B 33/138 Method of well cementing. Kadyrov R.R., Jusupov I.G., Fatkullin R.H., Sahapova A.K., Hasanova D.K.; applicant and patent holder OAO «Tatneft'» im. V.D. Shashina. - #2008144650/03; claimed. 11.11.08; publishedl. 20.02.1 bulletin #5.
7. Fattahov I.G., Kadyrov R.R., Markova R.G. Improvements on mixing method for artificial resin based plugging material/ Fundamental'nye issledovanija. 2014. #12–10. p. 2131-2134. URL: www.rae.ru/fs/?section=content&op=show_article&article_id=10005806.
8. Kadyrov R.R., Fattahov I.G., Patlaj A.V., Hamidullina Je.R.. Predicting water invasion type and water shutoff treatment feasibility. Inzhener-neftjanik. –M.: LLC “IDS Drilling”, 2012. #3. p. 55–60.
9. Fattahov I.G. Production stimulation on the basis of applied programming: integration of differential problem. Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. Neft' i gaz. Tjumen': TjumGNGU, 2012. #5. p. 115-119.
10. Fattahov I.G., Kadyrov R.R., Galushka A.S. Water zone isolation with the use of gelling agents. // Sovremennye problemy nauki i obrazovanija. 2014. #6; URL: www.science-education.ru/120-16995.
11. Fattahov I.G., Kadyrov R.R., Lysenkov A.V., Kuleshova L.S., Haertdinova L.I. Early diagnostics for well performance with the use of Gini index and reservoir system entropy. Sovremennye problemy nauki i obrazovanija. M.: Izdatel'skij Dom «Akademija Estestvoznanija», 2015. #2; URL: www.science-education.ru/122-20728.

УДК 622.276.1

Особенности разработки сложнопостроенной карбонатной залежи (на примере фаменской залежи Озерного месторождения)

Д.А. Мартюшев – аспирант, ст. преподаватель; Р.М. Рахимзянов - лаборант
(Пермский национальный исследовательский политехнический университет)

Чрезвычайная сложность строения верхнедевонского карбонатного резервуара Озерного месторождения отмечается многими исследователям и специалистами [1, 2], что, прежде всего, связано с условиями седиментации, которые привели к чередованию по площади и по разрезу коллекторов различной ёмкости и различной структуры пустотного пространства. Особую сложность строению придает вероятное наличие в пласте системы трещин, характеристики которых недостаточно полно изучены. Следует отметить, что рассматриваемые коллекторы не в полной мере охарактеризованы керновым материалом, что затрудняет детальное изучение особенностей строения залежи и снижает достоверность других методов исследования. В этой связи возрастает роль гидродинамических исследований как способа получения дополнительной информации о свойствах коллектора.

По данным сейсмических исследований проведенных на данной залежи выделено 4 литолого-фациальные зоны [3, 4]. Данные зоны различаются своими фильтрационно-ёмкостными свойствами: в зоне верхнего тылового шлейфа развиты трещины с максимальной проводимостью, а коллектора, приуроченные к литолого-фациальным зонам биогермного ядра, нижней части тылового шлейфа и рифовому склону, относятся к гранулярному типу (рис. 1.).

В работах [5-8], которые посвящены изучению трещиноватости коллекторов севера Пермского края, во-первых, говорится о наличии естественных трещин и их параметрах, что подтверждено многими методами (керновый материал, потокометрические исследования, гидродинамические и геофизические исследования и др.); а, во-вторых, влияние трещин на продуктивность добывающих скважин.

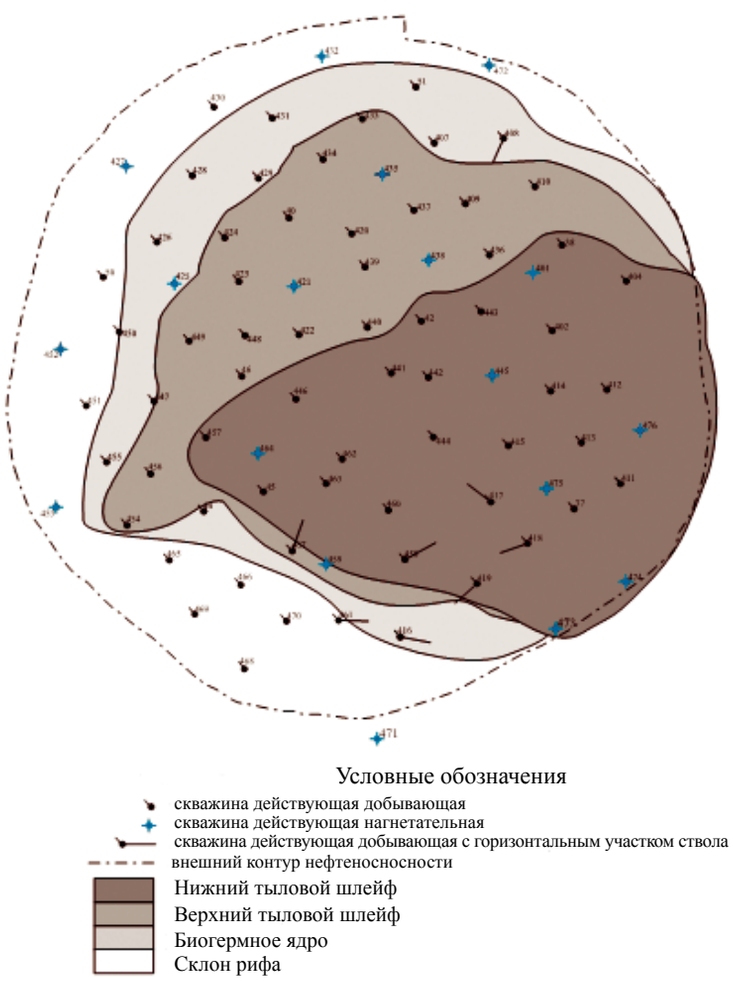


Рис. 1. Схема фаменской залежи Озерного месторождения с выделенными участками трещиноватости коллектора.

В виду различной структуры пустотного пространства в литолого-фациальных зонах отмечено отличие в продуктивных характеристиках скважин. Дебит скважин, находящихся в зоне верхнего тылового шлейфа, в первые годы эксплуатации является максимальным, но далее со снижением пластового, а особенно, забойного давлений происходит резкое его падение, практически до полного прекращения притока флюида в скважину. Это связано вероятнее всего с тем, что происходит смыкание трещин, а матрица обладает низкими фильтрационными свойствами по сравнению с трещинами. Производительность же скважин, находящихся в зонах с гранулярным типом коллектора, характеризуются медленными темпами снижения дебита. Таким образом, данная залежь имеет сложную фильтрационно-ёмкостную характеристику, связанную с наличием пустот различного типа, а также высокие значения газосодержания пластовой нефти и давления насыщения нефти газом, поэтому разработка залежи должна осуществляться с постоянным мониторингом забойного давления.

Для поддержания производительности скважин на максимально возможно высоком уровне необходимо для каждой конкретной скважины подбирать свое забойное давление, а для этого должен быть известен показатель снижения продуктивности [9]. Показатель снижения продуктивности определяется путем проведения гидродинамических исследований.

Показатель (α) снижения продуктивности добывающей скважины по нефти определяется по формуле [10]:

$$\alpha = \frac{1}{P_{заб1} - P_{заб2}} \cdot \mathrm{Ln} \frac{K_{прод1}}{K_{прод2}};$$

где $K_{прод1}$ - коэффициент продуктивности по нефти при забойном давлении ниже давления насыщения $P_{заб1} < P_{нас}$;
$K_{прод2}$ - коэффициент продуктивности при еще более низком забойном давлении $P_{заб2} < P_{заб1} < P_{нас}$.

Данный показатель рассчитан для всего действующего фонда добывающих скважин карбонатной залежи, наиболее представительные скважины представлены в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, что наибольшими значениями характеризуется зона верхнего тылового шлейфа. Это ещё раз доказывает, что данная зона обладает трещинами максимальной проводимости. Остальные три зоны имеют низкие значения и примерно равны между собой.

В зарубежной литературе [11] для характеристики интенсивности трещиноватости используется параметр β, который изменяется от нескольких сотен и более в случае сильно трещиноватых коллекторов и до значений, равных или меньше единицы, в случае поровых коллекторов (таблица 1):

$$\beta = \frac{K_{гди}}{K_{керн}};$$

где $K_{гди}$ - проницаемость, определенная по данным гидродинамических исследований скважин (КВД), мкм^2;

$K_{керн}$ - проницаемость матрицы, определенная по керну, мкм^2;

Из таблицы 1 можно сделать вывод, что зона верхнего тылового шлейфа характеризуется бо́льшими значениями параметров α и β по сравнению с остальными литолого-фациальными зонами. Из этого следует, что данная зона обладает открытыми трещинами, в отличие от остальных зон, в которых естественные трещины могут быть заполнены вторичными материалами или отсутствовать вообще.

На рис. 2 и 3 показаны зависимости показателя снижения продуктивности от параметра интенсивности трещиноватости в различных литолого-фациальных зонах Озерного месторождения.

Из рисунка 1 видно, что с уменьшением трещиноватости пласта и дальнейшей его трансформацией в поровый тип значительно снижается α. Из этого следует, что значительное снижение $P_{заб}$ в начальные периоды эксплуатации скважин, находящиеся в зонах интенсивной трещиноватости, приводит к резкому уменьшению продуктивности скважин, вследствие смыкания трещин.

Основные выводы

1. Озерное месторождение характеризуется различными литолого-фациальными зонами, обладающими различными фильтрационно-ёмкостными свойствами.
2. Необходимо проведение гидродинамических исследований по всему действующему фонду скважин, результаты обработки которых позволять оценить показатель снижения продуктивности и параметр интенсивности трещиноватости в данный момент времени и оценить их в динамике.

Таблица 1. Значения показателя снижения продуктивности по литолого-фациальным зонам Озерного месторождения.

Литолого-фациальная зона	№ скважины	α, $\frac{1}{МПа^{-1}}$	β
Верхний тыловой шлейф	420	1,32	7,58
	422	1,25	7,62
	436	0,81	6,1
Нижний тыловой шлейф	417	0,48	2,1
	463	0,35	1,51
	414	0,29	1,34
Биогермное ядро	426	0,22	1,26
	431	0,27	1,38
	455	0,32	1,43
Рифовый склон	50	0,205	1,19
	430	0,075	0,46
	451	0,046	0,608

3. Необходимо осуществлять поддержание рационального забойного давления для предупреждения резкого снижения продуктивности скважин, что в дальнейшем может привести к полному прекращению притока.

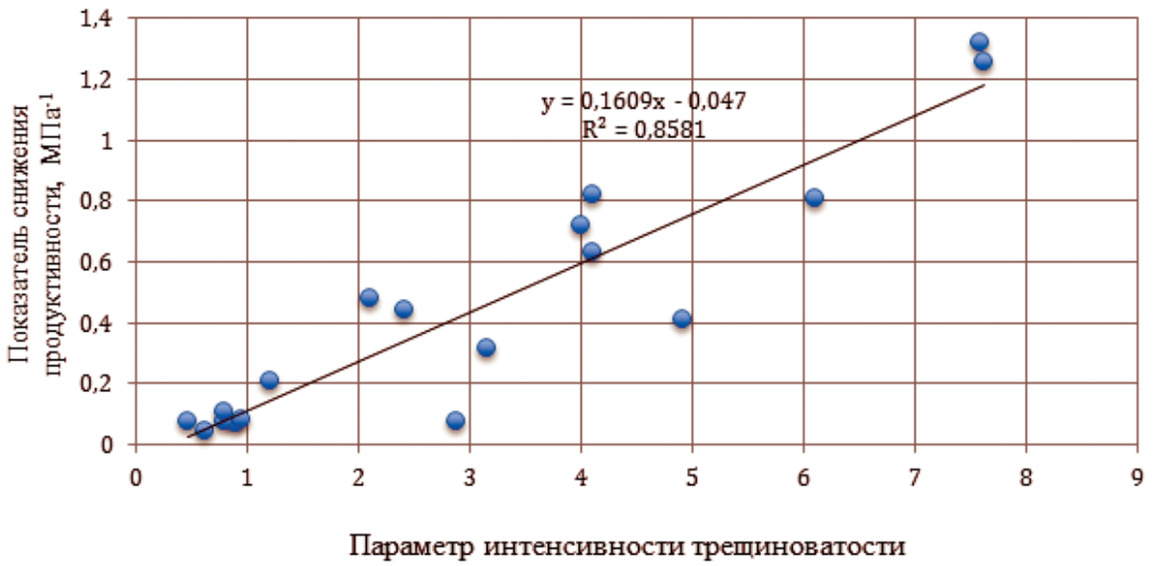


Рис. 2. Зависимость динамики показателя снижения продуктивности от параметра интенсивности трещиноватости для зоны верхнего тылового шлейфа.

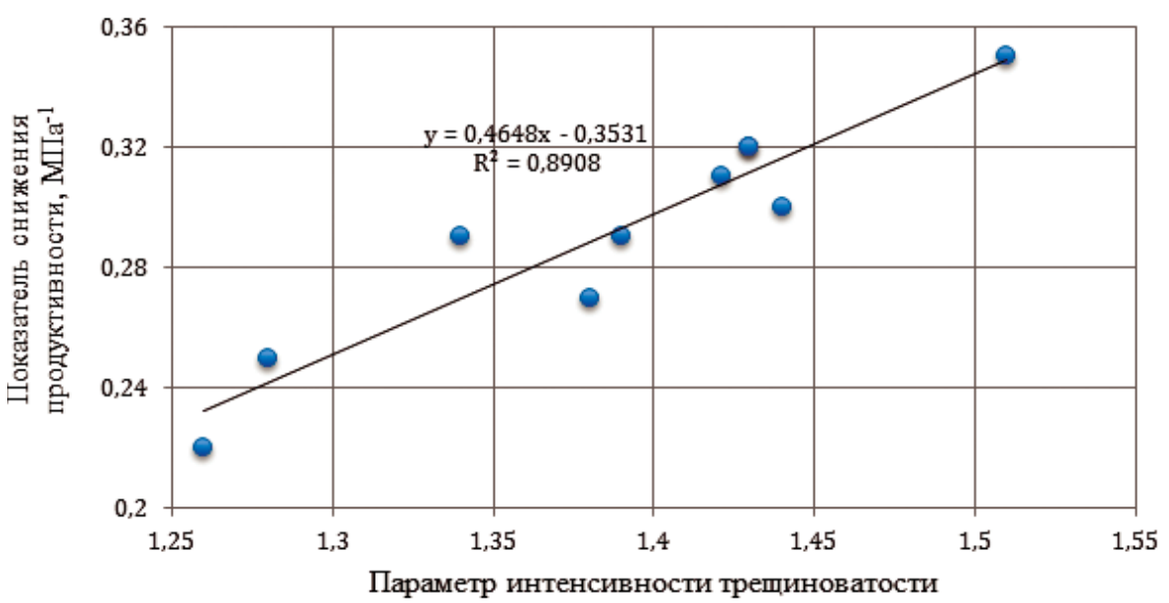


Рис. 3. Зависимость динамики показателя снижения продуктивности от параметра интенсивности трещиноватости для зон с гранулярным типом коллектора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Денк С.О. Карбонатные трещинные коллекторы в Пермском Приуралье. Геология нефти и газа. М.: Министерство природных ресурсов и экологии РФ, 1992. №11. с. 43-47.
2. Митрофанов В.П. Особенности фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов Соликамской депрессии. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2002. 116 с.
3. Путилов И.С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа. Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2014. 285 с.
4. Путилов И.С., Потехин Д.В. Разработка методики многовариантного 3D моделирования с контролем качества реализацией для повышения достоверности геологических моделей. Нефтяное хозяйство. М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2015. №1. с.15-17.
5. Черепанов С.С., Пономарева И.Н., Ерофеев А.А., Галкин С.В. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин. Нефтяное хозяйство. М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. №2. с. 94-96.
6. 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.
7. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена-Рута с использованием данных сейсмофациального анализа (на примере турне-фаменской залежи озерного месторождения). Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2015. №14. с. 6-12.
8. Мартюшев Д.А., Козырев Н.Д. Оценка фильтрационно-емкостных характеристик карбонатных коллекторов на полноразмерных образцах керна. Инженер-нефтяник. М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. №1. с. 38-41.
9. Мартюшев Д.А. Определение рационального забойного давления добывающих скважин при разработке карбонатных коллекторов. Бурение и нефть. М.: ООО «Бурнефть», 2014. №11. с. 22-24.
10. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2009. 552 с.
11. Louis H. Reiss The Reservoir engineering aspects of fractured formations. Institut francais du petrole, 1980. p.110.

REFERENCES

1. Denk S.O. Carbonate fissured reservoirs of Permian Cisurals. Oil and gas geology. M.: Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation, 1992. #11. p. 43-47.
2. Mitrofanov V.P. Solikamskaja underburden carbonate reservoirs: filtration-volumetric parameters and their specifics M.: JSC «VNIIOJeNG», 2002. 116 p.
3. Putilov I.S. Geology and oil-and-gas field distribution integrated study: process development. Perm: Perm national research Polytechnic University, 2015. 285 p.
4. Putilov I.S., Potehin D.V. Multivariant 3D modeling and its implementation quality-checking to increase information credibility. Neftjanoe hozjajstvo. M.: CJSC “Printing-office Neftjanoe hozjajstvo”, 2015. #1. p. 15-17.
5. Cherepanov S.S., Ponomareva I.N., Erofeev A.A., Galkin S.V. Determination of rock fracturing character on the basis of core analyzing, hydrodynamical and geophysical studies. . Neftjanoe hozjajstvo. M.: CJSC “Printing-office Neftjanoe hozjajstvo”, 2014. #2. p. 94-96.
6. Mordvinov V.A., Martjushev D.A., Puzikov V.I. Influence of nanural reservoir rock fracturing over well productivity for complex oil basin Neftjanoe hozjajstvo. M.: CJSC “Printing-office Neftjanoe hozjajstvo”, 2014. #11. p. 120-122.
7. Cherepanov S.S. Integrated study of carbonate reservoirs fracturing by Warren-Root’s method with the use of seismic facies analysis (turne-famenskij basin of Lake reservoir) Journal of PNIPU. Geology. Oil, gas and mining. Perm. Perm national research Polytechnic University, 2015. #14. p. 6-12.
8. Martjushev D.A., Kozyrev N.D. Carbonaceous reservoir porosity and permeability: evaluation on the basis of full-scale cores. Inzhener-neftjanik M: LLC “IDS Drilling Group”, 2015. #1. p. 38-41.
9. Martjushev D.A Sustainable bottom hole pressure in production well: carbonate reservoirs. Burenie i neft'. M.: LLC “Burneft”, 2014. #11. p. 22-24.
10. Lysenko V.D. Oil field development. Efficient techniques. M.: LLC “Nedra-Biznescentr”, 2009. 552 p.
11. Louis H. Reiss The Reservoir engineering aspects of fractured formations. Institut francais du petrole, 1980. p.110.

УДК 622.276

Интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и анализ полученных данных на примере Памятно-Сасовского нефтяного месторождения (Волгоградской области)

Е.О. Петрушин – ведущий технолог по добыче нефти и газа
(ЦДНП ОАО «Печоранефть»)
О.В. Савенок – доктор техн. наук, доцент; А.С. Арутюнян – канд. техн. наук, доцент
(«Кубанский государственный технологический университет» – «КубГТУ»)

Памятно-Сасовское месторождение расположено в пределах Нижневолжской нефтегазоносной области (НГО), которая входит в состав Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП). Крупные запасы углеводородов провинции связаны в основном с каменноугольными и девонскими отложениями. По запасам Памятно-Сасовское месторождение относится к крупным месторождениям.

На месторождении при бурении дополнительных скважин (после 1996 года) опробованы каменноугольные отложения пластоиспытателем (ИПТ) в мелекесском, алексинском, тульском, бобриковском и турнейском горизонтах. В скважинах при испытании ИПТ мелекесских (скважины №№ 3, 11, 12, 14-Плат, 11, 139-Пам, 141 Пам-Сас), тульских (скважины №№ 13 Плат, 11, 13-Пам), алексинских (скважины №№ 12, 14-Плат, 141-Пам-Сас), бобриковских (скважины №№ 3, 6, 8, 12, 15-Плат, 11, 139-Пам, 141, 143-Пам-Сас) и турнейских (скважина № 8-Плат) отложений получены слабые притоки газа и нефти. При опробовании ИПТ задонско-елецкого горизонта (верхний девон) получен слабый приток нефти (скважина № 105-Сас) дебитом 1,9 м^3/сут.

В эксплуатационной колонне исследований на приток отмеченных выше пластов не проводилось. Характер нефте- и газопроявлений указывает на локальное, спорадическое распространение встреченных в отдельных скважинах мелких скоплений углеводородов. Степень изученности их оценочными параметрами недостаточна для подсчёта запасов.

Промышленная нефтеносность во вскрытом разрезе месторождения доказана для рифогенных образований Евлановско-Ливенского горизонта, исходным материалом для этого явились заключения о результатах испытания объектов с помощью ИПТ в процессе бурения, опробования в обсаженных скважинах и в открытом стволе, результаты обработки материалов ГИС.

По результатам разведки с целью поисков нефти в нижележащих отложениях (семилукско-рудкинских, кыновских, пашийских, старооскольских, воробьёвских) проектировалось заложение скважин № 14-Плат и № 14 Пам-Сас с проектными глубинами 3175-4350 м. Нефтегазоносность горизонтов не подтвердилась, но в скважине № 14 Пам-Сас керн семилукско-рудкинского возраста поднят с признаками нефти.

Карбонатная нефтяная залежь приурочена к рифогенным отложениям Евлановско-Ливенского горизонта (франский ярус верхнего девона). Тип коллектора по структуре пустотного пространства в основном порово-трещинно-каверновый. Органогенная постройка представляет собой плосковершинный барьерный риф.

Залежь нефти с размерами 0,6÷1,2×15,7 км, неглубоко залегающая (средняя глубина залегания кровли коллектора 2659,4 м), с большим этажом нефтеносности (скважина № 11-Плат – 284,1 м).

Покрышкой является известково-мергельно-аргиллитовая толща задонско-елецкого возраста. Роль боковых запирающих фаций играют мергельно-аргиллитовые отложения Уметовско-Ливенской толщи. Толщина покрышки от 16 м до 132 м. ВНК по данным опробования и обработки материалов ГИС определён на отметке минус 2578 м.

По данным опубликованных отчётов об объёмах добычи и проведенных исследований лицензиатом ОАО «ЛУКойл» за период с 2002 по 2009 гг. вся толща рифа выше ВНК отнесена к эффективной, нефтенасыщенной (средняя нефтенасыщенная толщина рифа по скважинам составила 167,2 м), об этом свидетельствуют данные разведки, полученные с применением индикаторного метода по радону, отсутствие беспритоочных интервалов, результаты исследования керна методом гамма-спектрометрии, доказывающие, что повышенная радиоактивность отдельных интервалов продуктивных отложений связана не с глинистостью, а с содержанием в них урана.

Примером получения притока нефти из горных пород с плохими коллекторскими свойствами служат притоки

при ИПТ в скважинах № 105-Сас, № 6-Плат и др. В скважине № 105-Сас проведено селективное опробование ИПТ в интервале 2713,0-2717,0 м (минус 2489,8-2493,8 м) с низкими коллекторскими свойствами ($K_п$ = 1,5%) и получен приток нефти $Q_н$ = 4,1 м³/сут. При ИПТ в скважине № 6-Плат из интервала 2686,5-2691,0 м (минус 2398,9-2403,4 м) с пористостью 3,3% получен безводный приток нефти с дебитом в условиях испытания 1,56 м³/сут. Ливенские рифогенные отложения опробованы в наименее изученных участках 21 скважиной (ИПТ и методом компрессирования открытого ствола).

В 20 скважинах (11 на Памятном, 9 – на Сасовском участках) испытание проведено методом компрессирования в открытом стволе. Испытания в открытом стволе проводились в интервалах глубин от 2461 м (минус 2303,6 м) до 3454 м (минус 3178,2 м). Из числа испытанных скважин 19 оказались продуктивными. Две из пробуренных скважин (№ 14-Пам-Сас и № 14-Плат) оказались за контуром (водонасыщенными). В скважине № 105-Сас из-за осложнений в процессе бурения (переток раствора) был установлен пакер на глубине 2779 м (минус 2555,8 м). Также из-за осложнений при прохождении пермско-каменно-угольных отложений произвели зарезку наклонно-направленных стволов в скважинах №№ 108-Сас, 136-Пам, 5-Плат, 11-Плат. Из вновь пробуренных 3 скважины дошли до границы раздела «нефть–вода» (скважины №№ 105-Сас, 12-Плат, 139-Пам).

На Памятном участке ВНК вскрыт в скважинах № 12-Плат и № 139-Пам. В скважине № 12-Плат при опробовании ИПТ на уровне водонефтяной зоны из интервала 2719,0-2734,5 м (минус 2564,6-2580,1 м) получен приток нефти дебитом 9 м³/сут. и приток воды дебитом 14 м³/сут.; из интервала 2725,0-2728,6 м (минус 2570,6-2574,2 м) получен приток пластовой воды с дебитом 4 м³/сут. В скважине № 139-Пам при опробовании ИПТ интервала 2783-2813 м (минус 2559,8-2589,8 м) получен приток нефти и пластовой воды.

На Сасовском участке границу раздела «нефть–вода» вскрыла скважина № 105-Сас в интервалах 2794,0-2800,0 м (минус 2569,8-2576,8 м) и 2794,5-2810,0 (минус 2570,3-2585,8 м), был получен приток нефти и пластовой воды с дебитами 6,7 и 17,3 м³/сут. соответственно. Небольшие притоки воды в данных скважинах выше первоначального ВНК вполне объяснимы его подъёмом при эксплуатации залежи. ВНК, установленный и обоснованный по результатам попластовой разведки с применением индикаторного метода по радону на абсолютной отметке минус 2578 м, подтверждается в пробуренных скважинах (таблица 1).

Вследствие незначительной толщины каждого из продуктивных пластов данное месторождение целесообразно разрабатывать при помощи горизонтальных скважин. От качества исполнения работ на этом этапе в решающей степени зависит дальнейшая судьба скважин как объекта эксплуатации.

Количество и глубина спуска промежуточных колонн определяется по принципу совместимости горно-геологических условий бурения в необсаженном стволе: плотность промывочной жидкости, необходимая для создания проектной репрессии на вскрываемые горизонты, не должна вызывать гидроразрыв под башмаком последней спущенной колонны в процессе углубления скважины при проявлениях, установке нефтяных ванн и цементировании.

Конструкция скважин на Памятно-Сасовском месторождении, применяемая в последнее время в соответствии с протоколом испытания оборудования [1], включает (рисунок 1):

- d = 720 мм – шахтовое направление спускается на глубину 10 м для предотвращения размыва устья скважины, а также для обвязки устья скважины с системой циркуляции бурового раствора;
- d = 530 мм – удлинённое направление спускается на глубину 30 м для перекрытия рыхлых, неустойчивых, песчано-глинистых отложений и предохранения устья скважины от размыва, а также для эффективности углубления скважины при бурении под кондуктор при наличии возможных газопроявлений на малых глубинах;
- d = 426 мм – спуск кондуктора предусматривается на глубину 400 м в пределах верхней зоны совместимых условий бурения для предохранения от осыпи слабосцементированных пород четвертичных отложений, а также для установки противовыбросового оборудования для управления скважиной в процессе бурения под промежуточную колонну;
- d = 323,9 мм – первая промежуточная колонна спускается на глубину 1800 м в пределах зоны совместимых условий бурения для частичного перекрытия верхнего отдела отложений красноцветной толщи и предотвращения поглощения бурового раствора при бурении под вторую промежуточную колонну;

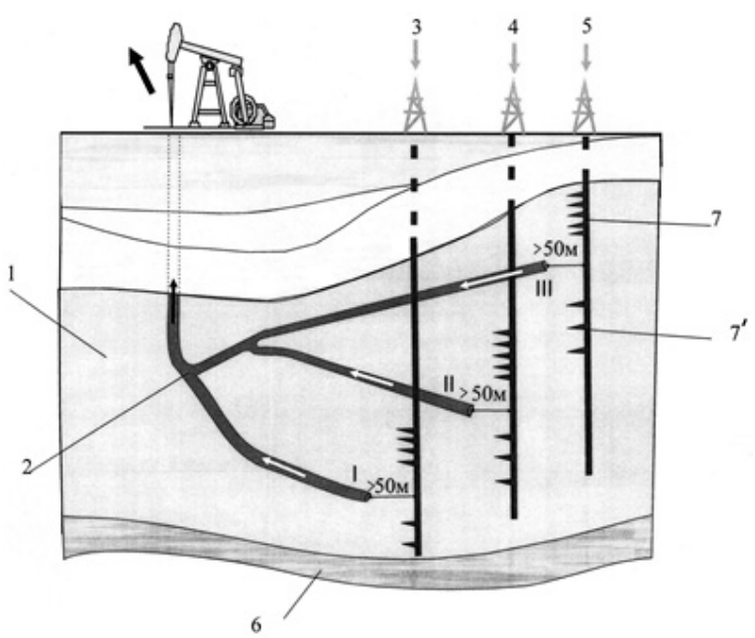


Рис. 1. Способ разработки залежей нефти Памятного-Сасовского месторождения с применением разветвлённых горизонтальных скважин:
1 – участок залежи нефти;
2 – горизонтальная добывающая скважина;
3, 4, 5 – вертикальные нагнетательные скважины;
6 – водонефтяной контакт (ВНК);
7, 7' – интервалы перфорации.

Таблица 1. Глубина кровли, нефтенасыщенная толщина евлановско-ливенского рифа Памятного-Сасовского месторождения.

№ скважины	Альтитуда, м	Удлинение, м	Кровля рифа		Толщина от кровли коллектора до ВНК, м
			глубина, м	абсолютная отметка, м	
Памятный участок					
14-Плат	154,23	4,25	2737,6	– 2582,1	за контуром
12-Плат	154,15	0,36	2534,4	– 2380,0	198,0
3-Плат	153,38	2,02	2564,3	– 2408,8	169,2
11-Плат	155,46	86,64	2536,0	– 2293,3	284,7
141-Пам-Сас	162,62	2,98	2642,6	– 2477,0	101,0
11-Пам	166,99	0,38	2513,6	– 2346,3	231,7
139-Пам	222,41	0,79	2584,6	– 2361,4	216,6
136-Пам	269,69	99,71	2716,0	– 2353,6	224,4
137-Пам	249,48	1,72	2590,4	– 2339,2	238,8
14-Пам-Сас	275,32	3,34	за контуром		
13-Пам	262,63	1,17	2625,2	– 2361,4	216,6
25-Плат	157,00	46,70	2667,0	– 2462,3	115,7
Сасовский участок					
5-Плат	271,65	46,00	2662,6	– 2345,5	232,5
13-Плат	225,23	0,47	2585,0	– 2359,3	218,7
105-Сас	222,65	1,53	2558,8	– 2335,6	242,4
108-Сас	225,59	59,01	2623,0	– 2338,4	239,6
143-Пам-Сас	272,66	0,34	2612,6	2339,6	238,4
68-Д	285,12	1,85	2753,0	– 2466,0	112,0
15-Плат	293,77	0,11	2609,4	– 2315,5	262,5
6-Плат	287,26	0,32	2604,4	– 2316,8	261,2
8-Плат	279,79	0,31	2603,0	– 2322,9	255,1

• d = 244,5 мм – вторая промежуточная колонна проектируется на глубину 3600 м для перекрытия зон с аномально-высоким пластовым давлением в нижнем отделе красноцветной толщи, а также для эффективного управления скважиной при газонефтепроявлениях после вскрытия высоконапорных газоконденсатных горизонтов с помощью противовыбросового оборудования;

• d = 139,7 мм – эксплуатационная колонна спускается на проектную глубину 3800 м с целью обеспечения необходимых условий заканчивания скважины и для испытания (опробования) продуктивного горизонта.

На начальном этапе (1990-1993 гг.) разработки месторождения при накопленной суммарной добыче 309 тыс. тонн пластовое давление не изменялось и сохранялось (при приведении его к отметке ВНК минус 2578 м) равным 28,09 МПа. Начиная с середины 1994 года (при достижении накопленной добычи нефти более 500 тыс. тонн и при месячном отборе 50 тыс. тонн), отчётливо выявилась тенденция к снижению пластового давления в залежи. На 01.03.1995 г. среднее пластовое давление в залежи снизилось от начального на 1,39 МПа при накопленном отборе нефти 1210 тыс. тонн. Начиная с этого времени, на месторождении регулярно проводятся замеры пластового давления с остановкой на сутки всех скважин. Анализ полученной информации свидетельствует о равномерности снижения давления по длине залежи и хорошей гидродинамической связи по площади залежи. Градиент изменения давления вдоль продольной оси залежи на Памятном участке находится в пределах 0,02 МПа/км и 0,5 МПа/км для Сасовского участка.

В процессе разработки месторождения прослежены следующие пять основных периодов, отражающие разную динамику изменения пластового давления:

• с 1994 по 1997 г.: линейное снижение пластового давления, связанное с накоплением отбора жидкости в период растущей добычи;

• с 1997 по 1998 г.: снижение темпа падения давления при стабилизации добычи;

• с 1998 по 1999 г.: рост пластового давления, связанного с закачкой воды;

• с 1999 по 2003 г.: снижение пластового давления, вызванное окончанием закачки воды;

• с 2003 по настоящее время: проведение мероприятий по возобновлению добычи путём повышения пластового

давления и изменения направления притоков пластового притока к основным добывающим скважинам.

На основании первых обобщённых данных по всему контуру Памятно-Сасовского месторождения уже к 1995-1996 годам стало очевидно, что режим залежи оказался отличным от ранее предполагавшегося упруго-водонапорного. На это указывало резкое снижение пластового давления (падение на 0,1-1,08 МПа в год). Объём водоносного резервуара Памятно-Сасовского месторождения оказался недостаточным для разработки на естественном водонапорном режиме.

Закачка воды под ВНК, начатая в октябре 1998 года в скважине № 14-Пам-Сас, в наибольшей степени проявилась в залежи к середине 1999 года, когда среднее пластовое давление в ней увеличилось на 0,5 МПа. Это событие отмечено почти во всех скважинах вдоль структуры (скважины №№ 1, 2, 6, 8, 121, 126, 128, 130-Пам, 47, 65, 71 и 111-Сас). В то же время скважины Сасовского участка в меньшей степени отреагировали на закачку воды в скважину № 14-Пам-Сас, а скважина № 49-Д вообще не отреагировала на это воздействие. С октября 2000 года с целью поддержания пластового давления в залежи закачку воды дополнительно стали осуществлять через нагнетательную скважину № 14-Плат.

Средний подъём ВНК в зоне работы скважин на 01.01.2015 г. составил 84,7 м. Наибольший расчётный подъём ВНК отмечен в районе скважин №№ 124 (минус 2476,8 м), 73 (минус 2476,8 м), 70 (минус 2468,9 м), 54 (минус 2468,9 м) и 68 (минус 2438,5 м).

Пластовая температура в скважинах была определена при опробовании ИПТ в процессе бурения. Из-за кратковременности опробования, недостаточного для восстановления теплового режима околоствольной зоны пласта, требующего от 10 до 30 дней, полученные значения имеют заниженные значения. Это и объясняет широкий разброс полученных результатов для одних и тех же глубин. В этой связи пластовую температуру необходимо учитывать с поправкой, как минимум на 3-5 °С. Для анализа изменения пластовой температуры с глубиной использованы результаты замеров, производимые в процессе гидродинамических исследований после длительной остановки скважин № 70 и № 75 Сасовского участка. В результате этих исследований был установлен геотермический градиент, соответствующий 2,3 °С/м и значение температуры на уровне ВНК (минус 2578 м), равное 78 °С.

Поскольку эксплуатация месторождения требует применения инновационных методов, то и испытание скважин должно проводиться с привлечением новейших технологий. В горизонтальной части скважины на колонне насосно-компрессорных труб были размещены контейнеры, внутри которых размещены глубинные автономные приборы. Размещение на колонне насосно-компрессорных труб автономных глубинных приборов соответствует геофизическим характеристикам участков залежи. Контейнеры представляют собой участки трубы, в которых прорезаны щели. В колонне насосно-компрессорных труб в вертикальной части скважины был размещён насос, ниже которого установлен фильтр из перфорированного участка трубы колонны насосно-компрессорных труб. Через щели в контейнерах и через фильтр по колонне насосно-компрессорных труб и межтрубью скважинная жидкость поступает на приём насоса. Возбуждение скважины производилось установленным насосом. В качестве глубинных автономных приборов используют автономные манометры-термометры, например, АМТ-06. В качестве насоса используют штанговый насос, например, НГВ-43. Через щели в контейнерах и перфорированный фильтр внутреннее пространство колонны насосно-компрессорных труб и межтрубное пространство сообщаются в местах размещения глубинных приборов. Замер параметров с помощью глубинных приборов, располагаемых на горизонтальных участках с различными геофизическими характеристиками, включает следующие операции (рисунок 2):

1) в колонне насосно-компрессорных труб размещают контейнеры, представляющие собой участки трубы, в которых прорезаны щели;

2) внутри контейнеров устанавливают глубинные автономные приборы;

3) опускают колонну насосно-компрессорных труб в скважину;

4) в вертикальной части скважины в колонне насосно-компрессорных труб устанавливают штанговый насос, ниже которого размещают фильтр из перфорированного участка трубы колонны насосно-компрессорных труб;

5) через щели в контейнерах и через фильтр осуществляют поступление скважинной жидкости на приём насоса по колонне насосно-компрессорных труб и по межтрубью (при этом возбуждение скважины производят этим же насосом).

Данный способ позволяет упростить гидродинамические исследования горизонтальных скважин и повысить их достоверность.

Интерпретация данных осуществляются согласно алгоритму минимизации среднеквадратичного отклонения расчётных забойных давлений от наблюдаемых значений:

$$J\left(\frac{k}{\mu}\right) = \sum_{i=1}^{N} \int_{0}^{T} \left[\phi_i(t) - p_i(t)\right]^2 \cdot dt \ , \qquad (1)$$

где $\phi_i(t)$ – наблюдаемые;

$p_i(t)$ – вычисленные давления в местах расположения приборов в момент времени t;

N – количество установленных приборов;

k – коэффициент проницаемости;

μ – вязкость жидкости;

T – время наблюдения за изменением давления.

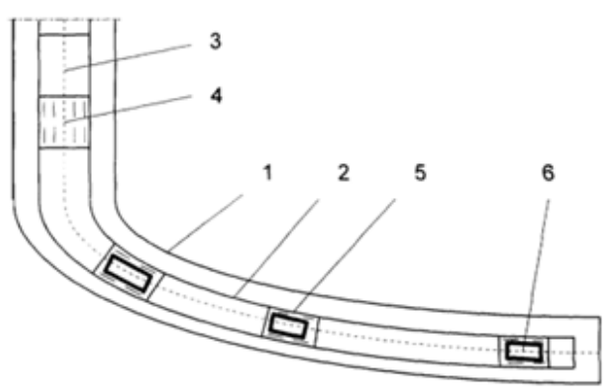


Рис. 1. Схема распределения размещения приборов испытания:
1 – горизонтальная часть скважины;
2 – колонна насосно-компрессорные трубы;
3 – насос;
4 – фильтр;
5 – контейнер с размещёнными в них глубинными автономными приборами (6).

Оценка $\frac{k}{\mu}$ ищется в классе кусочно-постоянных функций. Минимизация среднеквадратичного отклонения J находится на основе методов оптимального управления. Распределение поля давлений в пласте, вскрытого горизонтальной скважиной, находится методом конечных разностей.

Ранее нами разработана математическая модель изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин [2]. Рассмотрим применение данного способа на примере скважины № 14 Пам-Сас. Данная скважина имеет вертикальный участок длиной 3702 м и горизонтальный участок длиной 310 м. Горизонтальный участок скважины открытый (без обсадной колонны). В скважину опущена колонна насосно-компрессорных труб диаметром 139,70 мм. В вертикальной части скважины в колонне насосно-компрессорных труб размещён штанговый насос НГВ-43, соединённый колонной штанг со станком-качалкой на устье скважины. Ниже штангового насоса размещён фильтр, выполненный в виде перфорированных участков насосно-компрессорных труб длиной 1,5 м. В горизонтальном участке колонны насосно-компрессорных труб в трёх местах устанавливают контейнеры из насосно-компрессорных труб, в которых прорезаны щели. Внутри каждого контейнера размещены автономные манометры-термометры типа АМТ-06. Контейнеры с приборами размещены на участках скважины с различной проницаемостью коллектора, первый на расстоянии 40 м, второй – 230 м и третий – 300 м от начала горизонтального участка скважины. Коллектор продуктивного пласта – пористо-трещинный. Средняя нефтенасыщенность – 0,66. Вязкость нефти в пластовых условиях – 30,6 мПа·с.

Запускают в работу глубинный насос и возбуждают скважину, выводят скважину на режим фильтрации в течение 15 сут. Дебит скважины составляет 8 м^3/сут. Глубинные приборы постоянно проводят измерение давления и температуры. Останавливают скважину и поднимают колонну насосно-компрессорных труб на поверхность. Снимают показания скважинных приборов. Обрабатывают результаты измерений согласно вычислительному алгоритму на режиме восстановления давления после остановки скважины. Строят кривую восстановления давления по результатам измерения данных скважинными приборами. На основании исходных данных рассчитывают серию кривых восстановления давления и методом последовательного приближения получают расчётную кривую со значениями давления, отличающимися от значений давления на кривой по измеренным данным не более чем на 10^{-6}. Для данной расчётной кривой определяют расчётную проницаемость и делят её на вязкость нефти, получая подвижность пластового флюида в данной точке скважины. В результате установлено, что в зоне первого прибора подвижность пластового флюида равна 0,00274 мкм^2/мПа·с, в зоне второго прибора – 0,00255 мкм^2/ мПа·с и в зоне третьего прибора – 0,00071 мкм^2/мПа·с. На основании этих данных можно сделать вывод о том, что в зонах первого и второго прибора, там, где подвижность высока, имеется высокопроницаемый коллектор, а в зоне третьего прибора, там, где подвижность мала – низкопроницаемый коллектор. Этот вывод подкрепляют данными термометрии. С учётом температуры пластового флюида в начале выхода на режим и в конце выхода на режим работы скважины определяют разность температур в конце и в начале выхода на режим. В зоне первого прибора разность температур равна 0,2 °С, в зоне второго прибора - 0,33 °С и в зоне третьего прибора - 0,03 °С. Данные измерения температуры подтверждают вывод о проницаемости коллектора в этих зонах.

Используя приведённые в таблице 1 данные, можно провести предварительное моделирование характера проницаемости пласта, результат которого приведён на графике ниже (рисунок 3).

Данная модель является предварительной по причине применения логарифмического функционала, который не учитывает диапазон степенных преобразований связанных гидродинамической связью. Следовательно, необходимо использовать более расширенный математический функционал, который лежит в основе предлагаемой модели. Неоднородность пласта по рассматриваемому месторождению по мощности обусловливает послойное вытеснение нефти и обводнение пласта. Отметим, что в данном случае данные предоставлены по результатам испытания скважин, проведённых однократно и на одной скважине. На практике же такие исследования проводятся непрерывно, а получаемые данные выгружаются в виде массивов данных большого объёма. В этом состоит основная проблема математического моделирования: все данные, состоящие в указанном массиве, не могут характеризоваться такими важными для построения модели свойствами, как коррелируемость, однородность. Технически достичь таких результатов невозможно, по этой причине необходимо привлекать программные средства для сортировки данных и выстраивания целостного массива.

Картина движения жидких сред по слоям Памятно-Сасовского месторождения ещё более усложняется тем, что пласты скважинами вскрываются не полностью, а избирательно. В этом случае вода продвигается преимущественно по пропласткам. В описываемом случае математическая модель движения фронта воды в пласте должна описывать трёхмерную, трёхфазную фильтрацию с учётом гравитационных сил, капиллярных явлений, сжимаемости породы и жидкостей, а также учитывать анизотропию пласта, представляется системой дифференциальных уравнений:

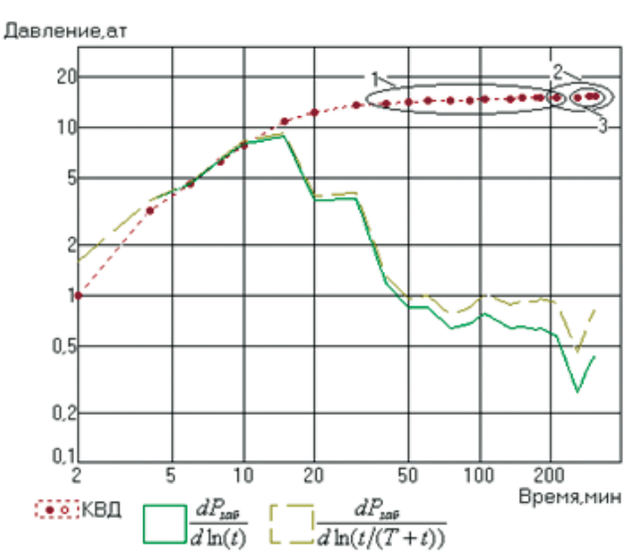


Рис. 3. Моделирование проницаемости пласта.

$$\frac{\partial}{\partial x}\cdot\left(\frac{K_X\cdot K_н}{\mu_п}\cdot\frac{\partial P_н}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\cdot\left(\frac{K_Y\cdot K_н}{\mu_п}\right)+\frac{\partial}{\partial z}\cdot\left(\frac{K_Z\cdot K_н}{\mu_п}\right)=S_н\cdot\beta^*_н\cdot\frac{\partial P_н}{\partial t}+m\frac{\partial S_н}{\partial t}+N_н \quad ; \qquad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial x}\cdot\left(\frac{K_X\cdot K_в}{\mu_п}\cdot\frac{\partial P_в}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\cdot\left(\frac{K_Y\cdot K_в}{\mu_п}\right)+\frac{\partial}{\partial z}\cdot\left(\frac{K_Z\cdot K_в}{\mu_п}\right)=S_в\cdot\beta^*_в\cdot\frac{\partial P_в}{\partial t}+m\frac{\partial S_в}{\partial t}+N_н \quad ; \qquad (3)$$

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(\left(\frac{K_Z K_г}{\mu_г}+\frac{R_н\cdot K_н}{\mu_н}+\frac{R_в\cdot K_в}{\mu_в}\right)\cdot\frac{\partial P_г}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(\left(\frac{K_Z K_г}{\mu_г}+\frac{R_н\cdot K_н}{\mu_н}+\frac{R_в\cdot K_в}{\mu_в}\right)\cdot\frac{\partial P_г}{\partial y}\right)+$$

$$+\frac{\partial}{\partial z}\left(\left(\frac{K_Z K_г}{\mu_г}+\frac{R_н\cdot K_н}{\mu_н}+\frac{R_в\cdot K_в}{\mu_в}\right)\cdot\frac{\partial P_г}{\partial z}\right)=$$

$$=\left(S_г+R_н\cdot S_н+R_в\cdot S_в\right)\cdot\beta^*_г\cdot\frac{\partial P_г}{\partial t}+m\cdot\frac{\partial}{\partial t}\cdot\left(S_г+R_н\cdot S_н+R_в\cdot S_в\right)+N_г \quad . \qquad (4)$$

Здесь *н*, *в*, *г* – фазы (нефтяная, водная, газовая); $S_н(x, y, z, t)$, $S_в(x, y, z, t)$, $S_г(x, y, z, t)$ – насыщенность породы фазами, причём $S_н + S_в + S_г = 1$;
$P_i = P_i + \rho \cdot g \cdot h$ – приведённое пластовое давление;
ρ – плотность воды, нефти или газа (в зависимости от того, в какой скважине – нагнетательной, добывающей нефтяной или газовой – сделан замер);
g – ускорение свободного падения;
h – расстояние между точкой замера и условной плоскостью;
$P_{кв}(S_в) = P_н - P_в$ – капиллярное давление вода/нефть:

$$P_{кв}(S_в) = f_{кв}(\alpha, \theta, m, k, S_в);$$

α – межфазное натяжение;
θ – угол смачивания;
$f(S_в)$ – безразмерная функция капиллярного давления;
$P_{кг}(S_г) = P_г - P_н$ – капиллярное давление газ/нефть:

$$P_{кг}(S_в) = f_{кг}(\alpha, \theta, m, k, S_в)$$

α – межфазное натяжение;
θ – угол смачивания;
$f(S_в)$ – безразмерная функция капиллярного давления
$K_X(p, x, y, z)$, $K_Y(p, x, y, z)$, $K_Z(p, x, y, z)$ – абсолютные проницаемости среды в направлении x, y, z;
$\mu_н$, $\mu_в$, $\mu_г$ – вязкости фаз;
$m(x, y, z)$ – пористость;
$\rho_н(p, x, y, z)$, $\rho_в(p, x, y, z)$, $\rho_г(p, x, y, z)$ – плотности фаз;
$\beta^*_н$, $\beta^*_в$, $\beta^*_г$ – сжимаемость породы насыщенной нефтяной, водной и газовой фазой;
$K_н(S_в)$, $K_в(S_в)$, $K_г(S_в)$ – фазовые проницаемости;
$R_н(P)$, $R_в(P)$ – растворимость газа в нефтяной и водной фазе;
$N_н(x, y, z, t)$, $N_в(x, y, z, t)$, $N_г(x, y, z, t)$ – функция, моделирующая работу скважин.

Коллектор на Памятно-Сасовском месторождении относится к типу трещиновато-поровых карбонатных коллекторов. Данный тип коллекторов, как известно, состоит из матриц и трещин. Структура и генезис трещин обладают таким характером, что их можно объединить в единую поровую среду. Необходимо также учесть, что обмен флюидами между матрицами и трещинами происходит за счёт капиллярных сил, фазовых проницаемостей, пористостей и абсолютных проницаемостей матриц и трещин. Данные параметры в рассматриваемом случае принимаются как функции, изменение свойств которых позволяет провести всестороннее моделирование процесса. Нефть на месторождении характеризуется высокой вязкостью, что позволяет исключить из моделирования влияние газовой фазы.

С учётом выше сказанного математическая модель перемещения жидкости по пласту низкой мощности при осреднении его по ширине может быть представлена уравнениями:

$$\frac{\partial}{\partial x}\cdot\left(B\cdot\frac{K_X\cdot K_н}{\mu_н}\cdot\frac{\partial P}{\partial_X}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\cdot\left(B\cdot\frac{K_Y\cdot K_н}{\mu_н}\cdot\frac{\partial P}{\partial y}\right)=B\cdot\beta_н^*\cdot\frac{\partial P}{\partial t}+B\cdot m\cdot\frac{\partial S_н}{\partial t}+N_н \quad ; \qquad (5)$$

$$\frac{\partial}{\partial x}\cdot\left(B\cdot\frac{K_X\cdot K_в}{\mu_B}\cdot\frac{\partial P}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\cdot\left(B\cdot\frac{K_Y\cdot K_в}{\mu_B}\cdot\frac{\partial P}{\partial y}\right)=B\cdot\beta_в^*\cdot\frac{\partial P}{\partial t}+B\cdot m\cdot\frac{\partial S_в}{\partial t}+N_в \quad ; \qquad (6)$$

где P – приведённое пластовое давление;
B – ширина пласта.

Капиллярное давление учитывается на границе раздела фаз следующим образом:

$$p_н - p_в = p_к(S_в).$$

Путём сложения уравнений (5) и (6) получаем объединённое математическое описание процесса движения нефти и сопутствующей воды:

$$\frac{\partial}{\partial x}\cdot\left(K_X\cdot\left(\frac{K_н}{\mu_н}+\frac{K_в}{\mu_в}\right)\cdot\frac{\partial P}{\partial_X}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\cdot\left(K_Y\cdot\left(\frac{K_н}{\mu_н}+\frac{K_в}{\mu_в}\right)\cdot\frac{\partial P}{\partial_Y}\right)=\left(\beta_н^*+\beta_в^*\right)\frac{\partial P}{\partial t}+N_н+N_в \quad ; \qquad (7)$$

Данное выражение достаточно сложно обрабатывается не только вручную, но и достаточно тяжело задаётся в среде MathCAD. Отметим, что применение программных средств в математическом моделировании позволяет не только без ошибок использовать все анализируемые функции, но и ещё позволит провести сортировку массива данных, полученных по результатам испытания скважин.

Обозначим:

$$\sigma = (\sigma_x, \sigma_y),\ \sigma_в = (\sigma_{вx}, \sigma_{вy})$$

Тогда

$$\sigma_x = B\cdot K_X\cdot\left(\frac{K_н}{\mu_н}+\frac{K_в}{\mu_в}\right) \quad ; \qquad \sigma_y = B\cdot K_Y\cdot\left(\frac{K_н}{\mu_н}+\frac{K_в}{\mu_в}\right) \quad ; \qquad (8)$$

$$\beta_c = \beta_н^*+\beta_в^* \ ;\ \sigma_{вx} = B\cdot\frac{K_X\cdot K_в}{\mu_в} \ ;\ \sigma_{вy} = B\cdot\frac{K_Y\cdot K_в}{\mu_в} \quad ; \quad N = N_н+N_в \ ;\ \beta_c\cdot B\cdot\frac{\partial P}{\partial t} = div\left(\sigma\cdot\Delta P\right)-N \quad . \qquad (9)$$

Приняв подобные допущения, получим результирующее выражение:

$$\frac{\partial S_в}{\partial t}=\frac{1}{m}\cdot\left(div\left(\frac{\sigma_в\cdot\Delta P}{B}\right)-\beta_в\cdot\frac{\partial P}{\partial t}-\frac{N_в}{B}\right) \quad , \qquad (10)$$

где ΔP – градиент давления;
$N_н(x, y, z, t)$, $N_в(x, y, z, t)$, $N_c(x, y, z, t)$ – функция, моделирующая работу скважин.

Относительные фазовые проницаемости представляют собой однозначные безразмерные функции насыщенности. Значения относительных фазовых проницаемостей в зависимости от насыщенностей определяются экспериментально и обычно аппроксимируются степенными зависимостями, причём наилучшее совпадение фактических и расчётных данных достигается при использовании квадратичных зависимостей:

$$\begin{cases} k_в = \left(c_н - c_в\right)\cdot\left(1-a\cdot\left(1-c_н\right)\right) \\ k_в = \left(1-c_н-c_в\right)\cdot\left(1-b\cdot c_н\right) \end{cases} \quad , \qquad (11)$$

где $c_в$ – насыщенность связанной воды;
$c_н$ – остаточная нефтенасыщенность;
a, b – аппроксимационные коэффициенты, зависящие от свойств фильтрующихся жидкостей и скелета коллектора.

Движение жидкостей (нефть и вода) подчиняется закону Дарси:

$$\wp = -\frac{\sigma}{B} \cdot \Delta p \quad , \qquad (12)$$

где $\wp$ – вектор скорости, а нефтенасыщенность равна $s_н = 1 - s_в$.

Предложенную нами систему можно решить, только используя численные методы. Для этого уравнения в частных производных заменяются их конечно-разностными аналогами.

Для случая прямоугольной декартовой системы координат исследуемая область разбивается по x и y сеткой ячеек (плоский случай):

$$\Omega = \begin{cases} x_{i+1/2} = \left(i + \frac{1}{2}\right)\Delta x, \Delta x \triangleright 0, i = 0,1K, N; (N+1)\cdot \Delta x = X_{\max} \\ y_{j+1/2} = \left(j + \frac{1}{2}\right)\Delta y, \Delta y \triangleright 0, j = 0,1K, M; (M+1)\cdot \Delta y = Y_{\max} \end{cases} , \qquad (13)$$

где Δx, Δy – размеры шагов сетки; N, M – число ячеек в направлениях x, y соответственно (точка с координатами (i, j) совпадает с центром ячейки).

Как было сказано ранее, карбонатный коллектор можно разделить по принципу «шахматной» сетки вследствие однородности пор и трещин. Подобное свойство позволяет разнести координаты сеточных функций в пространстве. Это даёт возможность наглядно интерпретировать каждую ячейку как элемент объёма среды, который характеризуется рассчитываемыми в его центре давлением $p_{i,j}$, а также насыщенностями компонентов. Знание же нормальной составляющей вектора скорости на границе ячейки позволяет непосредственно вычислять поток вещества через эту границу.

При использовании указанного шаблона уравнение (13) может быть заменено явным дискретным аналогом следующего вида [3]:

$$\beta_{i,j} \cdot B_{i,j} \cdot \frac{p_{i,j}^{n+1} - p_{i,j}^{n}}{\Delta t} = \sigma_{i+1/2,j} \cdot \frac{p_{i+1,j}^{n} - p_{i,j}^{n}}{\Delta x^2} - \sigma_{i-1/2,j} \cdot \frac{p_{i,j}^{n} - p_{i-1,j}^{n}}{\Delta x^2} +$$
$$+ \sigma_{i,j+1/2} \cdot \frac{p_{i,j+1}^{n} - p_{i,j}^{n}}{\Delta y^2} - \sigma_{i,j-1/2} \cdot \frac{p_{i,j}^{n} - p_{i,j-1}^{n}}{\Delta y^2} + N_{i,j} \quad . \qquad (14)$$

Приведённая аппроксимация имеет погрешность порядка:

$$E = O(\Delta t) + O(\Delta x^2) + O(\Delta y^2).$$

Формула (13) является упрощённой и пригодной для прямых вычислений, т.к. использует значения, полученные на предыдущем шаге по времени. Однако в вычислительной практике явные формулы подобного типа практически не используются в силу существенных ограничений на шаг по времени [4], например, в случае квадратной сетки $\Delta x = \Delta y$:

$$\Delta t \le \frac{\Delta x^2}{4} \quad .$$

Для устранения указанного ограничения используют неявные схемы аппроксимации, безусловно устойчивые при любом значении шага по времени Δt, например:

$$\beta_{i,j} \cdot B_{i,j} \cdot \frac{p_{i,j}^{n+1} - p_{i,j}^{n}}{\Delta t} = \sigma_{i+1/2,j} \cdot \frac{p_{i+1,j}^{n+1} - p_{i,j}^{n+1}}{\Delta x^2} - \sigma_{i-1/2,j} \cdot \frac{p_{i,j}^{n+1} - p_{i-1,j}^{n+1}}{\Delta x^2} +$$
$$+ \sigma_{i,j+1/2} \cdot \frac{p_{i,j+1}^{n+1} - p_{i,j}^{n+1}}{\Delta y^2} - \sigma_{i,j-1/2} \cdot \frac{p_{i,j+1}^{n+1} - p_{i,j-1}^{n+!}}{\Delta y^2} + N_{i,j} \quad . \qquad (15)$$

Точность второго порядка очевидна из самой конструкции схемы. Однако реализация неявной схемы (15) представляет значительные трудности, обусловленные тем, что на верхнем временном слое эта схема связывает значения искомой функции в пяти соседних узлах на двумерном и в семи узлах на трехмерном шаблоне.

Указанные трудности реализации не возникают, если пользоваться схемой переменных направлений или схемой расщепления.

В качестве конечно-разностного аналога математической модели фильтрации для первой схемы используется консервативная абсолютно устойчивая неявная схема вычислений [5, 6]

$$\beta_{i,j}\cdot B_{i,j}\cdot\frac{p_{i,j}^{n+1/2}-p_{i,j}^{n}}{0{,}5\cdot\Delta t}=\sigma_{i+\frac{1}{2},j}\cdot\frac{p_{i+1,j}^{n+\frac{1}{2}}-p_{i,j}^{n+\frac{1}{2}}}{\Delta x^2}-\sigma_{i-\frac{1}{2},j}\cdot\frac{p_{i,j}^{n+\frac{1}{2}}-p_{i-1,j}^{n+\frac{1}{2}}}{\Delta x^2}+$$
$$+\sigma_{i,j+\frac{1}{2}}\cdot\frac{p_{i,j+1}^{n}-p_{i,j}^{n}}{\Delta y^2}-\sigma_{i,j-\frac{1}{2}}\cdot\frac{p_{i,j}^{n}-p_{i,j-1}^{n}}{\Delta y^2}+N_{i,j} \quad ; \qquad (16)$$

$$\beta_{i,j}\cdot B_{i,j}\cdot\frac{p_{i,j}^{n+1}-p_{i,j}^{n+\frac{1}{2}}}{0{,}5\cdot\Delta t}=\sigma_{i+\frac{1}{2},j}\cdot\frac{p_{i+1,j}^{n+\frac{1}{2}}-p_{i,j}^{n+\frac{1}{2}}}{\Delta x^2}-\sigma_{i-\frac{1}{2},j}\cdot\frac{p_{i,j}^{n+\frac{1}{2}}-p_{i-1,j}^{n+\frac{1}{2}}}{\Delta x^2}+$$
$$+\sigma_{i,j+\frac{1}{2}}\cdot\frac{p_{i,j+1}^{n+1}-p_{i,j}^{n+1}}{\Delta y^2}-\sigma_{i,j-\frac{1}{2}}\cdot\frac{p_{i,j}^{n+1}-p_{i,j-1}^{n+1}}{\Delta y^2}+N_{i,j} \quad . \qquad (17)$$

Введём функцию, моделирующую работу скважины вне зависимости от режима добычи и поступления флюида к забойной зоне:

$$N_{i,j}=\frac{1}{\Delta x\cdot\Delta y}\cdot\frac{Q}{n} \quad , \qquad (18)$$

где Q – дебит жидкости (положительный – нагнетательная, отрицательный – добывающая), м^3/с;
n – количество перфорированных пропластков.

При реализации схемы расщепления система уравнений имеет более простой вид:

$$\beta_{i,j}\cdot B_{i,j}\cdot\frac{p_{i,j}^{n+\frac{1}{2}}-p_{i,j}^{n}}{\Delta t}=\sigma_{i+\frac{1}{2},j}\cdot\frac{p_{i+1,j}^{n+\frac{1}{2}}-p_{i,j}^{n+\frac{1}{2}}}{\Delta x^2}-\sigma_{i-\frac{1}{2},j}\cdot\frac{p_{i,j}^{n+\frac{1}{2}}-p_{i-1,j}^{n+\frac{1}{2}}}{\Delta x^2}+\frac{1}{2}\cdot N_{i,j} \quad ; \qquad (19)$$

$$\beta_{i,j}\cdot B_{i,j}\cdot\frac{p_{i,j}^{n+1}-p_{i,j}^{n+\frac{1}{2}}}{\Delta t}=\sigma_{i,j+\frac{1}{2}}\cdot\frac{p_{i,j+1}^{n+1}-p_{i,j}^{n+1}}{\Delta y^2}-\sigma_{i,j-\frac{1}{2}}\cdot\frac{p_{i,j}^{n+1}-p_{i,j-1}^{n+1}}{\Delta y^2}+\frac{1}{2}\cdot N_{i,j} \quad . \qquad (20)$$

Преимуществом приведённых схем является то, что каждое из уравнений (16, 17, 18, 19 и 20) можно реализовать с помощью трёхточечных прогонок по соответствующему направлению [5].

Схема расщепления обладает меньшей точностью по сравнению со схемой переменных направлений.

Для определения насыщенности компонента в ячейке необходимо определить скорость его перетекания через границы ячейки, которая определяется явной разностной аппроксимацией формулы [7]:

$$v_{i,j+\frac{1}{2}}=\frac{1}{2}\cdot\left(\frac{\sigma_{i,j}}{B_{i,j}}+\frac{\sigma_{i,j+1}}{B_{i,j+1}}\right)\cdot\left(p_{i,j}-p_{i,j+1}\right) \quad . \qquad (21)$$

Для остальных трёх границ ячейки скорости определяются аналогично. В соответствии с сеточным шаблоном (рисунок 4) в положительном направлении осей координат скорости перетекания компонентов через границы ячеек положительны.

Насыщенность компонента определяется:

$$\frac{S_{i,j}^{n+1}-S_{i,j}^{n}}{\Delta t}=\frac{1}{m}\cdot\left(\frac{v_{i+\frac{1}{2},j}^{n+1}-v_{i-\frac{1}{2},j}^{n+1}}{\Delta x}-\frac{v_{i,j+\frac{1}{2}}^{n+1}-v_{i,j-\frac{1}{2}}^{n+1}}{\Delta y}\cdot\beta_{i,j}\frac{p_{i,j}^{n+1}-p_{i,j}^{n}}{\Delta t}-\frac{N_{i,j}}{B}\right) \quad , \qquad (22)$$

где $N_{i,j}=\frac{1}{\Delta x\cdot\Delta y}\cdot\frac{Q}{n}$ – функция источника;

n – количество перфорированных пропластков.

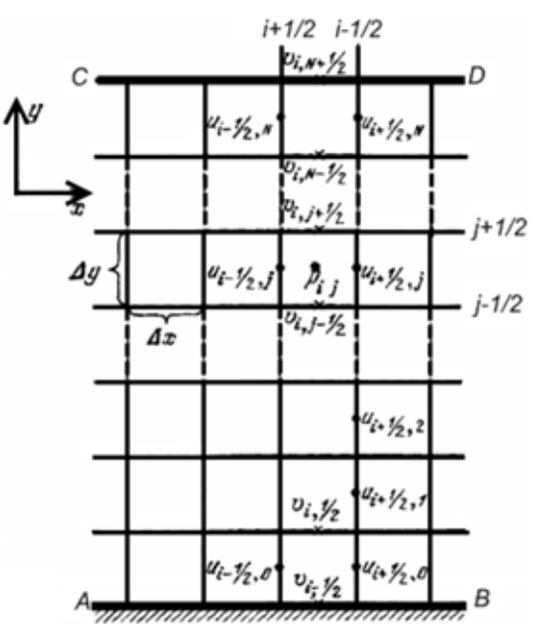


Рис. 4. Пример сеточного разделения слоя в двумерном представлении.

Для решения уравнения (14) необходимо задание начальных и граничных условий.

В соответствии с результатами определения гидродинамических параметров пласта при стационарном и нестационарном режимах (таблица 2) может быть задано условие «не протекания» через непроницаемые подошву и кровлю пласта. На верхней и нижней границе пласта также можно использовать такое условие, предполагая распространение потока только через рассматриваемую часть вертикального среза пласта.

В этом случае граничное условие задаётся в виде:

$$P_{N+1} = P_N, \qquad (23)$$

т.е. давление за границей области равно давлению в граничной ячейке, что в соответствии с уравнением (21) даёт нулевую скорость перетекания вещества через границу.

Таблица 2. Сравнение результатов определения гидродинамических параметров пласта при стационарном и нестационарном режимах.

Показатели	Стационарный режим	Нестационарный режим
$P_{пл}$, атм.	223,7	228,0
Радиус ухудшения	23,0	не определено
Коэффициент ствола, м³/(кг/см²)	0,045	не определено
Коэффициент продуктивности, кг/сут./кгс/см²	1,301	1,264
Гидропроводность, см²/с	318	375
Пьезопроводность, см²/с	15,26	11,43
Приведённый радиус, см	5,85	не определено
Плотность запасов, см	983	962
Расстояние до границы, м	165	174
Скин	2,87	1,9
Модель	одиночная граница	не определено

В качестве начальных данных необходимо задать распределение давления и насыщенности компонентов в нулевой момент времени, их вязкость, режимы работы нагнетательной и добывающей скважин (дебит или забойное давление, возможную цикличность работы скважин), особенности вскрытия пласта в вертикальном разрезе, а также характеристики самого пласта (проницаемость и пористость).

При численной реализации решения уравнения (13) с использованием схемы переменных направлений (16, 17) с граничными условиями (23) обнаружено появление нефизичных результатов при расположении скважин в граничных ячейках расчётной области. Это связано со способом учёта функции источника в данной схеме. При задании функции источника (скважин) во внутренних ячейках расчётной области ошибок не возникает.

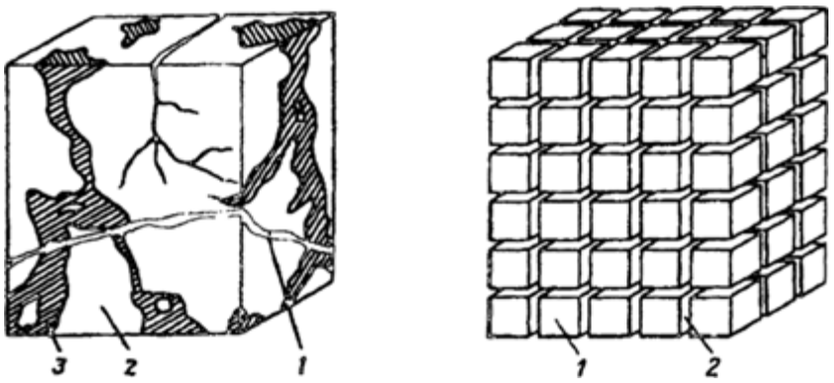
Для устранения указанного недостатка (невозможности задания скважин на границе области) предлагается следующая модификация метода переменных направлений:

$$\beta_{i,j} \cdot B_{i,j} \cdot \frac{p_{i,j}^{n+1/2} - p_{i,j}^{n}}{0{,}5 \cdot \Delta t} = \sigma_{i+1/2,j} \cdot \frac{p_{i+1,j}^{n+1/2} - p_{i,j}^{n+1/2}}{\Delta x^2} - \sigma_{i-1/2,j} \cdot \frac{p_{i,j}^{n+1/2} - p_{i-1,j}^{n+1/2}}{\Delta x^2} + \sigma_{i,j+1/2} \cdot \frac{p_{i,j+1}^{n} - p_{i,j}^{n}}{\Delta y^2} - \sigma_{i,j-1/2} \cdot \frac{p_{i,j}^{n} - p_{i,j-1}^{n}}{\Delta y^2}; \qquad (24)$$

$$\beta_{i,j} \cdot B_{i,j} \cdot \frac{p_{i,j}^{n+1} - p_{i,j}^{n+1/2}}{0{,}5 \cdot \Delta t} = \sigma_{i+1/2,j} \cdot \frac{p_{i+1,j}^{n+1/2} - p_{i,j}^{n+1/2}}{\Delta x^2} - \sigma_{i-1/2,j} \cdot \frac{p_{i,j}^{n+1/2} - p_{i-1,j}^{n+1/2}}{\Delta x^2} + \sigma_{i,j+1/2} \cdot \frac{p_{i,j+1}^{n+1} - p_{i,j}^{n+1}}{\Delta y^2} - \sigma_{i,j-1/2} \cdot \frac{p_{i,j}^{n+1} - p_{i,j-1}^{n+1}}{\Delta y^2} + 2 \cdot N_{i,j}. \qquad (25)$$

Геологическая модель неоднородного по проницаемости пласта с двумя видами пустотности (системой макротрещин и микротрещиноватостью блоков) предполагает наличие двух различных значений пористости и проницаемости) (рисунок 5).

Для задания двух видов пустотности расчётная область покрывается сеткой, достаточно мелкой для того, чтобы задать различие свойств для матрицы и системы трещин. Структура матрицы моделируется объединением нескольких соседних ячеек с заданием для них одинаковых свойств.



а) б)

Рис. 5. Модель пласта с двумя видами пустотности:
а – образец реальной структуры пласта
(1 – трещина; 2 – матрица (блок); 3 – каверны);
б – идеализированная модель
(1 – матрица; 2 – трещина).

Ячейки вокруг матрицы играют роль системы трещин, для которых характерны другие значения проницаемости и пористости. Количество ячеек в матричной структуре (размеры матрицы коллектора) и различие свойств отдельных матриц между собой учитывается с помощью методов и соотношений теории вероятности на основании средних значений характеристик пласта и коэффициентов их вариации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Протокол проведения испытания оборудования III-295,3 СЗ-ГВ Б36 от 04.08.2009 г., ООО «Буровая компания «Евразия».
2. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин. Инженер-нефтяник. М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. №3. с. 44-48
3. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде (перевод с английского). М.: Гостоптехиздат, 1969. 628 с.
4. Thiele, M.R. Streamline Simulation // 6th International Forum on Reservoir Simulation, 3-7 September 2001. – Schloss Fuschl, Austria.
5. Сидельников К.А., Васильев А.В. Решение матричных уравнений алгебраическим многосеточным методом при моделировании течения жидкости в нефтяных пластовых системах. Надёжность и качество. Труды международного симпозиума. Под ред. Н.К. Юркова. – Пенза: Изд-во Пензенского государственного университета, 2005. с. 224-226.
6. Сидельников К.А., Васильев В.В. Анализ современных способов увеличения эффективности моделирования нефтяных месторождений. Надежность и качество. Труды международного симпозиума. Под ред. Н.К. Юркова. – Пенза: Пензенский государственный университет, 2005. с. 227-230.
7. Giger F.M., Horizontal Wells Production Techniques in Heterogeneous Reservoirs. Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, 11-14 March 1985, Bahrain.

REFERENCES

1. Equipment test protocol III-295,3 SZ-GV B36 dated 04.08.2009 OOO Eurasia Drilling Company.
2. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutjunjan A.S. Mathematical model to measure pressure change while horizontal well research. Inzhener-neftjanik. M.: LLC “IDS Drilling Group”, 2015. #3. p. 44-48.
3. Muskat M. The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media (translated). M.: Gostoptehizdat, 1969. 628 p.
4. Thiele M.R. Streamline Simulation. 6th International Forum on Reservoir Simulation, 3-7 September 2001. – Schloss Fuschl, Austria.
5. Sidel'nikov K.A., Vasil'ev A.V. Solving matrix equations with the use of AMG-method to model fluids flow for oil reservoir systems. Quality And Reliability. Transactions of International Symposium. Under the editorship of N. K. Jurkov – Penza: Penza State University, 2005. p. 224-226.
6. Sidel'nikov K.A., Vasil'ev V.V. Oil field modeling: analysis of efficiency improvement. Quality And Reliability. Transactions of International Symposium. Under the editorship of N. K. Jurkov – Penza: Penza State University, 2005. p. 227-230.
7. Giger F.M., Horizontal Wells Production Techniques in Heterogeneous Reservoirs. Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, 11-14 March 1985, Bahrain.

УДК 622.691.4:628.517

Расчетно-экспериментальный контроль силового нагружения газопроводов при проведении пневматических испытаний на прочность

[3]П.А. Кузьбожев – специалист группы ИС;
[1]И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор;
[1]А.В. Сальников – канд. техн. наук, доцент;
[2]А.В. Елфимов – зав. лабораторией; [3]И.Н. Бирилло – зав. лабораторией

([1]Ухтинский государственный технический университет;
[2]ООО «Газпром ВНИИГАЗ; [3]Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта)

Обеспечение надёжности эксплуатации газопроводов за счет контроля и управления параметрами их силового нагружения является первоочередной актуальной задачей газотранспортных предприятий. Для этого необходима реализация мероприятий, направленных на предупреждение и своевременное устранение условий для возникновения критических параметров напряженно-деформированного состояния (НДС) магистральных газопроводов (МГ).

Превышение напряжениями в стенках МГ значения предела текучести металла многократно повышает вероятность разрушения трубопровода, появления и развития дефектов. Зарождение дефектов в металле труб может быть инициировано уже на стадии проведения пневматических или гидравлических испытаний газопроводов внутренним давлением на прочность. К испытательной нагрузке могут добавляться различные природно-климатические нагрузки [1], особенно в условиях многолетнемерзлых грунтов газопровода «Бованенково–Ухта», выполненного из новых высокопрочных труб, опыт исследований которых в условиях силового нагружения в отечественной практике отсутствует.

Расчетные методы оценки НДС, вследствие сложности учёта всего комплекса действующих, а также действовавших нагрузок, не всегда могут гарантировать высокую точность получаемых результатов. Оценки напряжений с помощью расчетов в ряде случаев сильно расходятся из-за неопределенностей в исходных данных, выбора методики расчета и изменяющихся в процессе эксплуатации конструкции условий.

Определить фактическое значение напряжений в стенках трубопровода, а значит и правильно оценить его работоспособность может позволить совокупность расчета и приборного контроля [2].

В работе выполнено экспериментальное опробование методов оценки физико-механических свойств металла труб в процессе пневматических испытаний на прочность газопровода «Бованенково – Ухта».

Разработана система бальной оценки факторов влияния и обоснованы весовые коэффициенты для оценки участков газопроводов, предрасположенных к накоплению повреждений в металле труб при проведении пневматических испытаний, с учетом влияния конструктивных параметров газопровода, грунтовых условий прокладки и строительных факторов (табл. 1).

Выполнена укрупненная расчетная оценка напряжений в трубах категории «Н» на участке км 436,2 – км 657,95 МГ «Бованенково–Ухта» при проведении пневматических испытаний с превышением рабочего давления в 1,25 раза. В результате анализа трассы участка газопровода между компрессорными станциями Воркутинская и Интинская выделены два участка с экстремальными напряжениями.

Исходными данными являются:

- расчётное внутренне давление воздуха при испытаниях $p_d = 1{,}25\,p_p = 14{,}7$ МПа;
- температурный перепад Δt = + 30 °С;
- минимальный радиус упругого изгиба R = 2500 м;
- модуль Юнга стали $E = 2{,}1 \cdot 10^5$ МПа;
- коэффициент Пуассона стали μ = 0,3;
- характеристики труб (предел прочности $\sigma_в$, предел текучести $\sigma_т$, толщина стенки δ):

для труб К60 $\sigma_в$ = 590 МПа, $\sigma_т$ = 485 МПа, δ = 24,6 мм;
для труб К65 $\sigma_в$ = 640 МПа, $\sigma_т$ = 555 МПа, δ = 23,0 мм.

Расчётный температурный перепад Δt определён как разность между температурой стенок трубопровода при испытаниях (принимается равной температуре грунта ≈ 0 °С) и минимально допустимой температурой проведения сварочных работ (принимается равной – 30 °С согласно рабочим чертежам). Продольные фибровые напряжения в прямолинейном трубопроводе при отсутствии продольных и поперечных перемещений определены в соответствии с общими правилами строительной механики (табл. 2). Принято, что касательными напряжениями можно пренебречь.

С повышением температуры стенок трубопровода продольные фибровые напряжения уменьшаются, а эквивалентные увеличиваются (рис. 1).

Таблица 1. Балльная оценка факторов влияния.

Фактор влияния	Значимость	
	Вес	Балльная оценка
Типоразмер труб		
К65 1420 23,0	0,10	1,00
К60 1420 26,4		0,00
Стыковка		
Одинаковая толщина	0,05	0,00
Разная толщина		1,00
Тип шва		
Регулярный	0,12	0,00
Захлест		1,00
Качество шва		
Нет дефектов	0,07	0,00
Смещение кромок		0,80
Нарушение формы шва		0,50
Плоскостные дефекты		0,70
Объемные дефекты		0,50
Смещение + плоскостной		1,00
Температура сварки захлеста		
ниже -20 °С	0,04	-0,50
-20 °С $< t <$ -10 °С		-0,20
-10 °С $< t <$ 0 °С		0,00
0 °С $< t <$ 10 °С		0,50
$t >$ 10 °С		1,00
Упругий изгиб (проектный)		
Есть	0,05	1,00
Нет		0,00

Таблица 1. Балльная оценка факторов влияния (продолжение).

Фактор влияния	Значимость	
	Вес	Балльная оценка
Состав грунта		
Глина	0,03	1,00
Торф		0,90
Суглинок		0,70
Песок		0,30
Обводненность (льдистость) грунта		
Низкая	0,04	0,00
Средняя		0,50
Высокая		1,00
Характеристики грунта засыпки		
Привозной грунт	0,03	0,00
Из траншеи (талый)		0,50
Из траншеи (мерзлый)		1,00
Рельеф местности по трассе		
Равнина	0,05	0,00
Локальная ложбина		1,00
Локальное всбугривание		1,00
Чередование форм рельефа		0,80
Расположение		
В талом грунте	0,02	1,00
На границе мерзлого и талого		0,50
В многолетнемерзлом		0,00
Глубина траншеи		
1,5 $< y <$ 2,0 м	0,02	1,00
2,0 $< y <$ 3,0 м		0,50
больше 3,0 м		0,00

Таблица 1. Балльная оценка факторов влияния (окончание).

Фактор влияния	Значимость	
	Вес	Балльная оценка
Наличие кривых ХГ		
Есть	0,03	1,00
Нет		0,00
Средства балластировки и закрепления		
Нет	0,03	1,00
Есть		0,00
Наличие теплоизоляции		
Есть	0,02	1,00
Нет		0,00
Транспортная инфраструктура		
Достаточна	0,15	1,00
Недостаточна		0,00
Рекомендации строительного контроля		
Есть	0,15	1,00
Нет		0,00
	1,00	

На рассматриваемом участке газопровода расположены два значительных угла поворота трассы в плане (ПК4378+87 α_1 = 51°, ПК4390+50 α_2 = 31°) с относительно малым расстоянием между вершинами углов (L = 1163 м). Поскольку на углах поворота трубопровод получает наибольшие перемещения, в этих местах возникают значительные растягивающие напряжения.

С целью учёта геометрических особенностей структуры трассы и взаимодействия трубопровода с грунтом на данном участке проведен расчёт при помощи программного комплекса CPipe 3.0. Результаты расчёта для труб К60 и К65 отличаются только количественно. Прямолинейные участки для трубы К65 между углами поворота находятся в состоянии осевого растяжения с напряжениями 56 МПа. При прокладке упругим изгибом осевые напряжения дополнятся изгибными, т.е. фибровые напряжения составят 115 МПа.

Экстремальные фибровые напряжения имеют место на углах поворота и на данном участке составляют 142 МПа на угле поворота 51° (рис. 2). При кольцевых напряжениях 440,58 МПа эквивалентные напряжения равны 389,5 МПа.

Как следует из результатов вычислений, наибольшие растягивающие напряжения в трубопроводе на участках категории «Н» не превышали 90% от предела текучести материала труб, равном $0{,}9\sigma_т$ = 436,5 МПа для трубы К60 и $0{,}9\sigma_т$ = 499,5 МПа для К65.

Для контроля степени воздействия расчетных напряжений на испытываемом участке газопровода проведена оценка физико-механических свойств металла труб, включая определение характеристик механических свойств металла труб по твердости на основе регистрации диаграммы вдавливания шара (по методу Бринелля, прибор ПИМ-ДВ-1), многократного определения твердости по методу Виккерса (прибор УЗИТ-2М), определения структурного состояния основного металла труб магнитным методом измерения коэрцитивной силы (прибор КРМ-ЦК-2М). Определение твердости с помощью прибора ПИМ-ДВ-1 проводили в шурфе №4 на фрагменте металла, расположенном сверху трубопровода (рис. 3). Всего выполнено по 60 измерений до и после проведения пневматических испытаний газопровода.

В частности, по результатам измерений в шурфе №4 механических свойств металла околошовной зоны с помощью прибора ПИМ-ДВ-1 двух сваренных между собой труб до и после пневматических испытаний установлено следующее:

- твердость металла трубы № 1 (север) снижается на 20–30 чисел твердости по Бринеллю после проведения испытаний, из чего следует, что для данной трубы характерно некоторое разупрочнение материала трубы после воздействия механической нагрузки внутренним испытательным давлением воздуха (рис 4).

Величина снижения чисел твердости металла трубы №1 в линиях №1 (1,1 см от шва) и №3 (3,3 см от шва) в среднем составляет 10 и 13 единиц соответственно, в линии №2 (2,2 см от шва) в различных точках наблюдается как рост, так и снижение данного параметра;

- для трубы №2 наблюдается упрочнение металла трубы после испытаний, с увеличением упрочнения с приближением к кольцевому сварному шву. В среднем в линии №1 (1,1 см от шва) упрочнение составляет порядка 15 чисел твердости по Бринеллю, в линии №2 (2,2 см от шва) – порядка 7 единиц, в линии №3 (3,3 см от шва) – порядка единицы.

Таким образом, в ходе экспериментально зафиксированы разнонаправленные процессы деформационного упрочнения и разупрочнения металла труб из стали К60, К65 при проведении пневматических испытаний газопроводов на прочность, характеризуемые вариацией прочностных характеристик, твердости, коэрцитивной силы, не превышающей 15-25% от исходной величины.

По результатам многократных измерений твердости при нагрузке на индентор 15 Н установлено, что до испытаний газопровода на прочность твердость находилась в диапазоне 220-340, после испытаний происходил сдвиг исходного диапазона в сторону уменьшения до 180-260, либо происходило перегруппирование чисел твердости внутри исходного диапазона (рис. 5).

При этом коэффициент асимметрии распределений твердости до испытаний в 50% случаев принимал отрицательные значения, что характеризует преимущественное смещение распределений чисел твердости в область упрочнения, а после испытаний принимал только положительные значения, что характеризует обратное смещение в область разупрочнения (табл. 3).

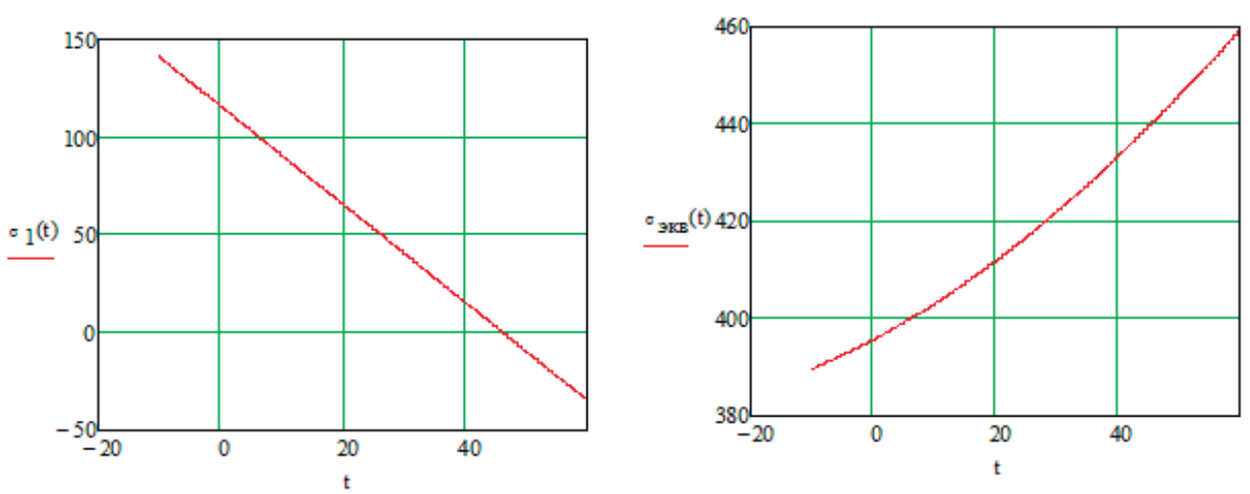
Таблица 2. Напряжения в прямолинейном участке трубопровода.

Напряжения, МПа	Формула	Значение	
		для труб К60	для труб К65
Кольцевые напряжения	$\sigma_{кц} = \frac{p_d D}{2\delta}$	381,94	440,58
Напряжения от эффекта Пуассона, вызванные стеснением деформации	$\mu\,\sigma_{кц}$	114,58	132,17
	$-E\,\alpha\,\Delta t$	–75,6	–75,6
Напряжения от упругого изгиба	$\frac{ED}{2R}$	59,64	59,64
Продольные фибровые напряжения	$\sigma_1 = \mu\sigma_{кц} - E\alpha\Delta t + \frac{ED}{2R}$	98,62	116,21
Эквивалентные напряжения	$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_{кц}^2 - \sigma_{кц}\sigma_1 + \sigma_1^2}$	343,42	395,49
Экстремальные напряжения	$\sigma_{extr} = \sigma_{кц}$	381,94	440,58
Отношение экстремальных напряжений к пределу текучести	$\frac{\sigma_{extr}}{\sigma_m}$	0,787	0,794
90 % от предела текучести	$0{,}9\sigma_m$	436,5	499,5

Выводы

1. На основе оценки возможности влияния внешних факторов на изменение технического состояния газопровода при испытаниях на прочность внутренним давлением определены критерии и даны рекомендации по выбору участков газопроводов, которые предрасположены к накоплению повреждений, зарождению и развитию дефектов при проведении испытаний.

2. Разработана и экспериментально реализована методика оценки изменения физико-механических свойств металла труб из высокопрочных сталей К60 и К65 в ходе испытаний газопровода на прочность путем двукратного диагностирования газопровода до и после проведения пневматических испытаний с использованием методов определения твердости основного металла трубопровода, включая определение характеристик механических свойств металла труб по твердости на основе регистрации диаграммы вдавливания шара (по методу Бринелля) и многократного определения твердости по методу Виккерса, а также определения структурного состояния основного металла труб магнитным методом измерения коэрцитивной силы.



а) б)

Рис. 1. Зависимость продольных фибровых (а) и эквивалентных (б) напряжений от температуры стенок трубопровода.

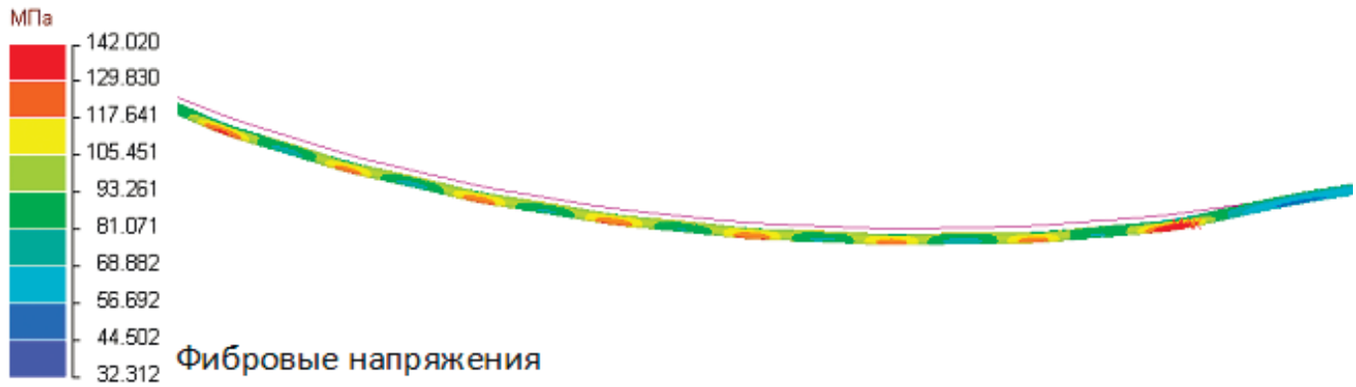


Рис. 2. Фибровые напряжения на угле поворота 51°.

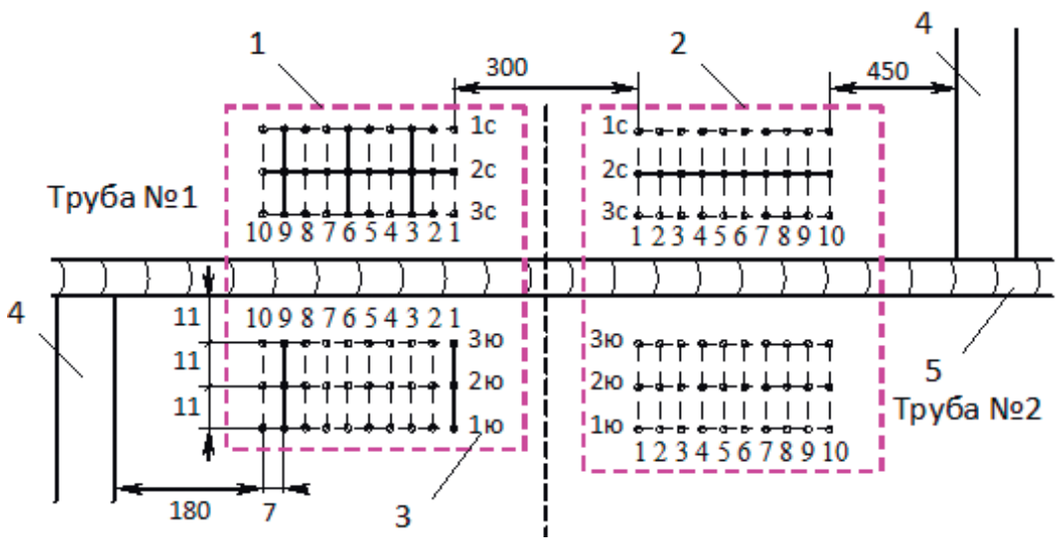
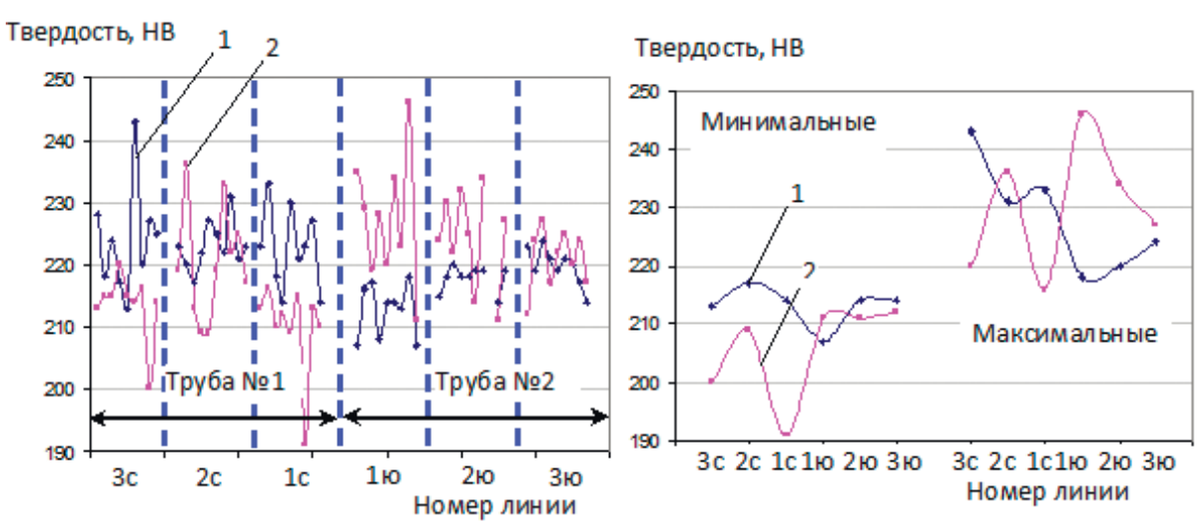


Рис. 3. Схема разметки и нумерации точек для определения характеристик механических свойств металла труб газопровода по твёрдости
1 – поле измерений до испытаний, 2 – поле измерений после испытаний, 3 – номер линии измерений,
4 – продольный, 5 – кольцевой сварной шов.



а) б)

Рис. 4. Результаты измерений твердости (а) и ее максимальные и минимальные значения (б)
1 – до испытаний, 2 – после испытаний.

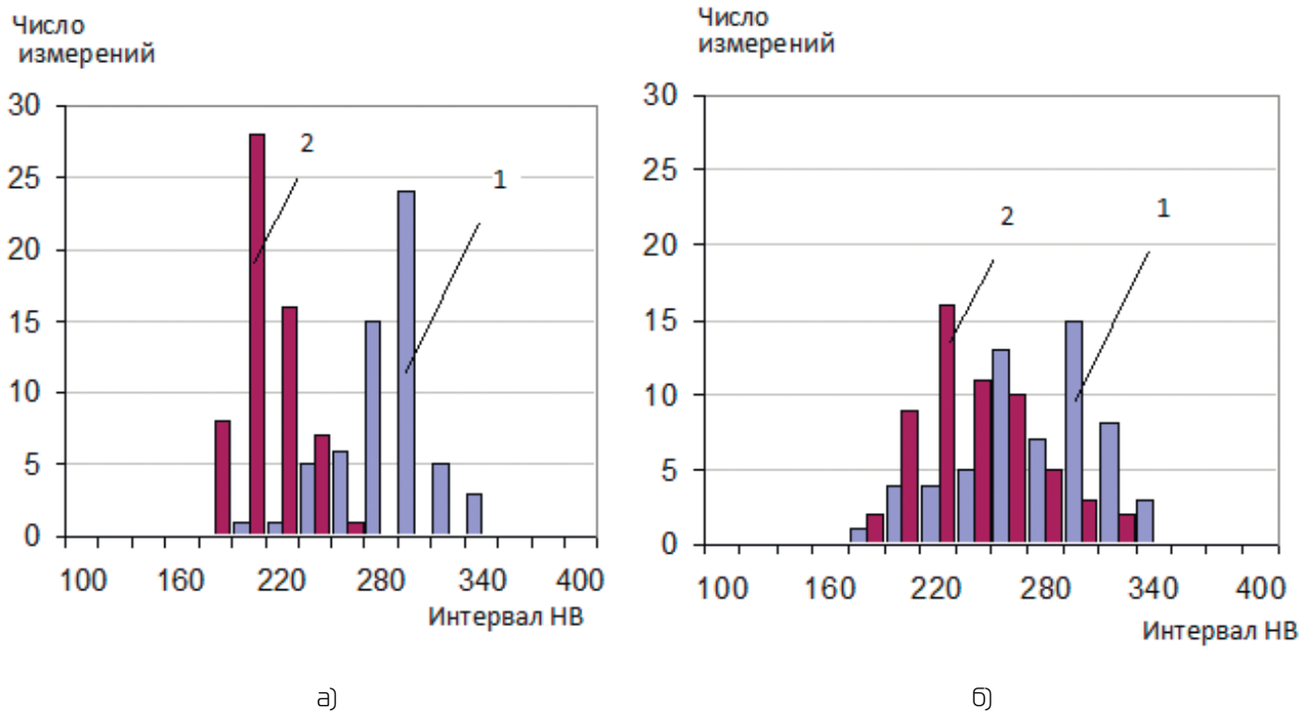


Рис. 5. Перераспределение твердости после испытаний газопровода:
а) сдвиг исходного диапазона в сторону уменьшения, б) перегруппирование внутри исходного диапазона
1 – до испытаний, 2 – после испытаний.

Таблица 3. Статистические характеристики массивов чисел твердости до и после испытаний (шурф №1, сечения № 1, 2 и 3, 4).

Статистическая характеристика	Координата фрагмента на окружности трубы (ч)							
	До испытаний				После испытаний			
	1 ч		2 ч		1 ч		2 ч	
Номер сечения	1, 2	3, 4	1, 2	3, 4	1, 2	3, 4	1, 2	3, 4
Стандартная ошибка	3,6	4,7	5,1	4,6	2,5	4,5	4,4	2,6
Стандартное отклонение	28,0	36,2	39,8	35,6	19,6	34,2	33,3	19,5
Дисперсия выборки	784,0	1308,2	1581,8	1264,7	386,0	1169,6	1106,6	379,4
Эксцесс	1,0	0,3	–0,4	–0,7	0,3	2,1	–0,3	–0,4
Асимметричность	–0,9	0,5	–0,4	0,0	0,8	1,8	0,5	0,1

ЛИТЕРАТУРА

1. STO Gazprom 2-3.5-354-2009 Testing procedure for main gas pipelines under various environment conditions.
2. Gazprom Recommendations 2-2.4-779-2014 Main gas pipeline divisions were hazardous engineering-geologic process take place: condition monitoring.

REFERENCES

1. STO Gazprom 2-3.5-354-2009 Testing procedure for main gas pipelines under various environment conditions.
2. Gazprom Recommendations 2-2.4-779-2014 Main gas pipeline divisions were hazardous engineering-geologic process take place: condition monitoring.

УДК 502.5: 504.05: 504.42: 614.8: 627: 667.7

Качественные характеристики нефтяных сорбентов

Д.В. Архипов - старший преподаватель
(Дальневосточный федеральный университет)

Анализ статистических данных подтвержденных аварийных разливов нефтепродуктов показывает, что на каждый добываемый или хранимый 1 миллион тонн нефти приходится около 3 тонн разливов, попадающих в море или водные бассейны, что при учёте роста общего количества добываемой и потребляемой нефти создает неблагоприятный прогноз. Аварийные разливы под действием внешних условий и внутренних преобразований нефтяного слика приводят к устойчивому загрязнению значительных площадей водных акваторий (в том числе придонной зоны), грунта, водоносных пластов и грунтовых вод.

Основным условием снижения экологического ущерба от аварийных разливов нефти и нефтепродуктов является оперативное реагирование и организация аварийных работ. Наибольшая результативность при этом достигается проведением ликвидационных работ на водной поверхности, снижением вероятности распространения разлива, увеличения его объёма, а также предотвращением осаждения нефтяных конгломератов на дно водоемов.

Среди способов ликвидации последствий разливов нефти и нефтепродуктов наиболее эффективным впервые часы и экономически доступным является использование физико-химического метода на основе сорбирующих веществ и материалов [1-6]. Основными преимуществами данного метода являются:

- возможность локализации и последующего удаления различных типов нефти и нефтепродуктов;
- значительное снижение вторичного загрязнения окружающей среды при своевременной организации и обеспечения выполнения технологии работ;
- управляемость процесса;
- широкая номенклатура сорбирующих веществ и материалов, их состава, свойств, форм исполнения, хранения, ценовой стоимости;
- возможность подбора сорбентов для конкретных условий ожидаемого аварийного разлива, климатических и гидрологических условий района предполагаемой ЧС.

Сорбенты (от лат. sorbens – поглощающий) – твёрдые тела или жидкости, избирательно поглощающие (сорбирующие) из окружающей среды газы, пары или растворённые вещества. В качестве сорбента могут выступать различные нефтесвязывающие вещества и материалы, в том числе отходы производства. Возможность применения сорбирующих материалов и веществ в зависимости от типа разлившейся нефти, природно-климатических условий района бедствия, экологической чувствительности района, достаточности сил ликвидации, экономического фактора определяется рядом характеристик, которыми должны обладать сорбенты.

Применение сорбентов может сочетаться с механическими методами сбора нефти. При этом механические методы могут применяться перед использованием сорбентов или после сорбоподготовки. В то же время возможно применение сорбентов и некоторых механических методов ликвидации аварийного разлива нефти и нефтепродуктов на акватории.

Материалы, в зависимости от природы происхождения, состава и структуры сорбирующих веществ, можно классифицировать следующим образом.

1. Сорбенты на основе растительных волокон (торф, отруби злаков, лузга, мох, древесные опилки и т.п.). Различные виды применяемых органических сорбирующих материалов требуют особых условий хранения, подвержены быстрому накапливанию битумных фракций, имеют малое количество рабочих циклов повторного использования, в большинстве случаев требуют пропитки для придания гидрофобных свойств.

2. Сорбенты на синтетической основе. Сорбенты, созданные на основе полиуретана, полипропилена, полиэтилена, карбомидоформальдегидных смол и т.п. Обладают высокой поглотительной и хорошей флотационной способностью. Недостатком применения является затрудненность использования совместно с устройствами механического сбора разлившейся нефти, рабочие части которых будут забиваться конгломератами насыщенного сорбента. Также к недостаткам данного вида сорбентов относится недостаточная удерживающая способность, вследствие чего возможна десорбция. Хорошая поглотительная способность приводит к впитыванию воды из акватории, а, следовательно, к увеличению нефтезагрязненных отходов и удорожанию процесса ликвидации. При этом могут возникать трудности утилизации данных видов нефтезагрязнённых отходов вследствие их токсичности и особых требования при переработке.

3. Углеродные сорбенты в основном применяются в качестве дополнительной фильтрации нефтезагрязненных вод. Обладают высокой поглощающей способностью и высокой сложностью в применении на акватории в связи с большой парусностью, вместе с нефтью образуют крупные конгломераты. В настоящее время применяются в основном в качестве наполнителя сорбирующих боновых заграждений. Наибольшей сорбционной способностью

обладают макропористые сорбенты со слаборазвитой структурой сорбирующих микропор. Природным сырьем для производства углеродных сорбентов служат различные углеродсодержащие материалы: уголь, древесина, полимеры, отходы пищевой, целлюлозно-бумажной и других отраслей промышленности. Обычно их изготовление состоит из двух этапов: карбонизация сырья и активация полупродукта. Для производства гранулированных углей сырье измельчают, смешивают с реагентами и связующими веществами (лесотехнической и каменноугольной смолами, фенолом и др.), формируют гранулы цилиндрической или сферической формы.

4. Сорбенты на основе природных минералов подразделяются на негидрофобизированные и гидрофобизированные. К первой подгруппе относятся вспученные природные материалы, которые не подвергались дополнительной модификации. Обладая высокой поглотительной способностью, они быстро вбирают в себя нефть и воду, теряя флотационную способность. Относятся к тяжелым сорбентам. Гидрофобизированные сорбенты отличаются от первой подгруппы тем, что на гранулы минералов наносится вещество или композиция веществ, в результате чего минералы приобретают гидрофобные и олеофильные свойства. Вследствие структурных изменений сорбент приобретает высокую эффективность поглощения и удержания нефтепродуктов, флотационную способность в чистом и насыщенном состоянии, стабильность свойств при длительном контакте с водной средой, возможность регенерации и повторного использования, образование крупных конгломератов. Минеральные сорбенты выпускаются в основном в виде порошка. Широкое применение для очистки поверхности воды от нефти нашел перлит, получаемый при обжиге обсидиана (вулканического стекла). Гидрофобизация вспученного перлита кремнийорганическими веществами увеличивает его нефтеёмкость в 3-4 раза, а введение перлита под слой нефтяного загрязнения позволяет сократить время поглощения нефти в 6-8 раз. Выпускается также сорбент на основе модифицированного карбонатного порошка, где в качестве модификатора служит смесь полимерной смолы и битума в равном массовом соотношении и в количестве 0,5-1,5 % от массы порошка. К недостаткам минеральных сорбентов относятся их разовое использование, сложность утилизации нефти и сравнительно пониженная сорбционная ёмкость.

Широкая вариативность химического состава, физических свойств, формы исполнения, механизмов сорбции и методов применения сорбирующих веществ и материалов требуют комплексного подхода в определении подходящей номенклатуры свойств, необходимых сорбентам.

Дополнительно в качестве критериев эффективности применения сорбентов необходимо выделить внешние условия района ликвидационных работ, такие как: температурный диапазон акватории, повторяемость штормов, волновой коэффициент, ветровая нагрузка, соленость, ледовая обстановка района, фоновые загрязнения акватории, экологическая значимость водного ресурса.

Исследования, проведенные автором совместно с АНОО ДПО НОЦ «Техносфера», физико-химических свойств, механизмов сорбции, методов применения сорбирующих веществ и материалов, изучение номенклатуры представленных на рынке сорбентов, определение основных внешних условий районов вероятных аварийных разливов, позволили выделить ряд качественных характеристик, наличие и корреляция которых могут выступать при оценке эффективности применения нефтяных сорбентов (таблица 1).

Таблица 1. Качественные характеристики нефтяных сорбентов.

№	Качественная характеристика	Описание
1	2	3
1	Флотационная способность	Характеристика, описывающая положительную плавучесть сорбционного материала в условиях, имитирующих нахождение сорбента в водной среде, в виде процентного соотношения удерживающегося на поверхности акватории материала к общему количеству.
2	Нефтеудерживающая способность	Вероятность последующей самодесорбции материалов без использования специальных механических средств, а также количественная мера нефтяных потерь на этапе извлечения сорбента с поверхности нефтяного слика.
3	Поглотительная способность	Количественная характеристика отношения массы впитываемого и статически удерживаемого нефтепродукта к массе чистого кондиционного сорбента.
4	Водопоглощение	Количественная характеристика материала, описывающая потерю олеофильной сорбционной эффективности за счет поглощения частью объёма сорбента воды из акватории.
5	Сорбционная стабильность	Показатель, описывающий возможность сохранения сорбционных свойств при длительном контакте с водной средой.
6	Рециклинг	Возможность восстановления начальных свойств, в первую очередь сорбирующей способности, и последующего вторичного использования. Учитывается количество рабочих циклов «Сорбирование-Отжим-Сорбирование». Степень регенерации определяется соотношением массы исходного образца к его массе после регенерации.

Таблица 1 (окончание). Качественные характеристики нефтяных сорбентов.

№	Качественная характеристика	Описание
1	2	3
7	Нефтеотделение	Возможность отделения жидких углеводородов при сохранении ими кондиционных товарных свойств из примененных сорбирующих веществ и материалов с целью дальнейшего использования.
8	Региональная применимость	Возможность применения сорбирующих веществ и материалов в широком диапазоне температур, в различных климатических условиях, а также при волновой, ветровой и ледовой нагрузке.
9	Экологическая безопасность	Экологическая безопасность характеризуется низкой токсичностью сорбента и получаемого конгломерата «вода-нефть» при применении для биоразнообразия акватории, а также возможностью использования простых методов утилизации.
10	Автоматизация	Возможность применения механических средств на этапе нанесения сорбирующего материала на нефтяной слик и последующего удаления конгломерата «сорбент-нефть». Невысокое снижение эффективности нефтеудаления с акватории при использовании автоматизированных механических средств по сравнению с ручной уборкой.
11	Специальные свойства	Дополнительные характеристики сорбционных материалов, направленные на решение конкретной задачи (комплекса задач) при локализации и ликвидации нефтяного разлива в соответствии с техническим заданием.
12	Экономическая эффективность	Описывается отношением характеристик сорбентов, эффективности их применения к затратам по организации и ликвидации нефтяного разлива.

Выделенные характеристики сорбирующих материалов для ликвидации последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов могут быть использованы в качестве критериев сравнительного анализа номенклатуры сорбентов, представленных на российском рынке, с учётом условий районов проведения ликвидационных работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Воробьев Ю.Л., Акимов В.А., Соколов Ю.А Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. М.: Иноктаво, 2005. 368 с.
2. Мохсен А.М., Фрумин Г.Т. Анализ риска для водных экосистем при аварийных разливах нефти и нефтепродуктов. СПб: НИЦЭБ РАН, 2009. 81 с.
3. Блиновская Я.Ю. Методы комплексной оценки экологической чувствительности прибрежно-морских зон к нефтяному загрязнению. М.: РГУНГ, 2010. 40 с.
4. Кравченко О.В. Использование сорбентов на основе растительного сырья для извлечения нефтепродуктов из водных сред и щелочно-нефтяных эмульсий. М.: Химия, 1995. 218 с.
5. Архипов Д.В. Влияние мелкодисперсных ледовых осколков на поверхности морских акваторий на пространственные изменения нефтяного слика. Безопасность жизнедеятельности. М.: Новые технологии, 2012. №3. с. 37-38.
6. Архипов Д.В. Математико-статистическая оценка риска аварийных разливов при морских транспортировках нефти. Инженер-нефтяник. М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2012. №1. с. 38-39.

REFERENCES

1. Vorob'ev Ju.L., Akimov V.A., Sokolov Ju.A. Petroleum products spill response: prevention and control. M.: Inoktavo, 2005. 368 p.
2. Mohsen A.M., Frumin G.T. Petroleum products spill response: risk evaluation for aquatic ecosystems. SPb: NICJeB RAN, 2009. 81 p.
3. Blinovskaja Ja.Ju. Ecological sensitivity to contiguous zone oil spills: integral assessment method. . M.: RGUNG, 2010. 40 p.
4. Kravchenko O.V. Petroleum extraction from aqueous medium and oil – alkaline emulsions: sorbents on the basis of vegetable raw materials. M.: Himija, 1995. 218 p.
5. Arhipov D.V. Effect of small fractioned ice on oil slick space variation. Safety Of Living. M.: Novye tehnologii, 2012. #3. – p. 37-38.
6. Arhipov D.V. Mathematical statistic estimation of accidental spillage risk while oil sea transportation. while sea transportation. . Inzhener-neftjanik M: LLC “IDS Drilling”, 2014. #1. p. 38-39.

УДК 551.24

О природе вулканизма и землетрясений

В.И. Иванников – доктор техн. наук

Землетрясения и вулканизм вполне очевидно имеют общую природу. И те и другие являются следствием газовых взрывов с той лишь разницей, что землетрясение - это глубокий подземный взрыв газовой смеси, а вулканизм – это тот же взрыв с выбросом газовых отходов, лавы и пепла.

Следует принять, что кимберлитовые, лампроитовые трубки взрыва и вулканические взрывы и землетрясения по сути своей взрывы газовых компонентов разуплотнённых горных пород астеносферы, представляющих собой минеральную смесь, которую геологи обычно именуют магмой.

Все они (старые и новые) локализуются в местах глубинных разломов земной коры. И если трубки взрыва образуются в местах глубинных разломов земной коры. И если трубки взрыва образуются на перекрестьях разломов в узких каналах (как свищи) и срабатывают в виде гирляндного взрыва [1] один раз на выброс, после чего запечатываются, то вулканические выбросы связаны с периодическими накоплениями магмы и её газовых выделений внутри вулканического аппарата.

Землетрясения же происходят в зонах разуплотнения твёрдых горных пород за счёт развития сети трещин и заполнения их газами (прежде всего водородом) [2].

Взрывы газовых смесей во всех перечисленных случаях возникают как результат окисления эндогенных газов (H_2, CH_4, CO) проникающей вглубь через разломы водой и достижении критических условий (соотношение компонентов газовой смеси, её объёма, температуры и давления).

$$H_2 + O = H_2O \rightarrow Q = 69{,}0 \text{ кал}$$

$$CO + O = CO_2 \rightarrow Q = 68{,}2 \text{ кал}$$

$$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O \rightarrow Q = 213{,}5 \text{ кал}$$

Вода, поступающая вглубь, разлагается под действием температуры на составные части и, таким образом, привносит в зону реакции и водород и окислитель. Основная масса водорода мигрирует из мантии. Гремучий газ в обычных условиях – смесь 2 объёмов H_2 и 1 объёма O_2 при поджигании взрывается (рис. 1).

Существенную роль во взрывных процессах играет давление. Лауреат Нобелевской премии, академик Н.Н. Семёнов – создатель теории разветвлённых химических реакций лавинообразного характера и цепного воспламенения (взрыва), в 1933 г. писал следующее:

«Опыт подсказывает, что при реакции $H_2 + O_2$ её скорость определяется отнюдь не действующими концентрациями H_2, O_2 и H_2O. Я приведу для примера несколько фактов. Если взять и впустить в пустой сосуд, нагретый до 450-500 °С смесь H_2 и O_2, то реакция совсем не идёт, пока давление смеси меньше некоторой критической величины давления P_{MIN} (около 3 мм ртутного столба). Если давление чуть превышает P_{MIN}, то идёт очень быстрая реакция, заканчивающаяся в течение секунды и меньше. Уже сам по себе этот факт поразителен ….».

По своим характеристикам катастрофические явления в недрах объединены общими свойствами:

- они вызывают сотрясения земно поверхности дислокации массива гонных пород, волны «цунами»;
- напоминают повторяющиеся удары, происходящие изнутри;
- распространяются на суше и в море в виде волн, инициированных нерегулярными взрывами. Эти и другие

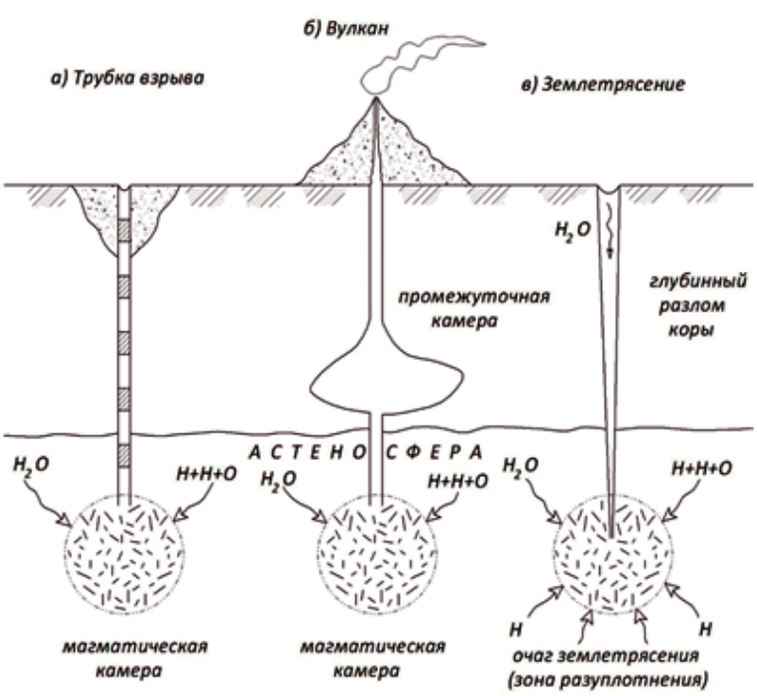


Рис. 1. Условное изображение общности механизма подземных газовых взрывов при различных природных катаклизмов с участием воды.
а – трубка взрыва; *б* – вулкан; *в* - землетрясение.

проявления вулканизма и землетрясений могут быть отнесены к разряду взрывных процессов наравне с техногенными взрывами под землёй. Что же может служить причинами этих взрывов? Пока они трактуются, а именно землетрясения, как акты разрушения консолидированных горных пород вследствие их перенапряжения под действием тектонических сил [5 и др.].

Не исключено, что некоторые хорошо выстроенные теории (модель ЛТН-лавино-неустойчивого трещинообразования, ДД-модель-дилантантно-диффузионного трещинообразования) неумышленно вводят нас в заблуждение, используя неадекватные модели. Свидетельство тому – отсутствие практических результатов и рекомендаций прогноза.

Справедливо сформулировано в работе И.П. Добровольского [6], что «...землетрясение – следствие акта разрушения напряжённых земных недр, в результате чего часть полной высвобождаемой упругой потенциальной энергии среды превращается в энергию сейсмических колебаний, вызывающих собственно землетрясение.»

Автор, вынося на обсуждение газовую подоплёку (причину?) землетрясений, увы, не встретил должного понимания, тогда как оно само напрашивается для объяснения глубоких и неглубоких подземных взрывов. Вместе с тем раскрытие природы землетрясений – одна из актуальных задач сейсмологии. Более того, поиск надёжных предвестников землетрясений, а уж тем более предложения средств контроля, хотя бы для спасения людей, пока неутешительны.

Механизм глубокофокусных землетрясений:

1. – происходит углубление разлома коры;

2. – создаётся сеть оперяющих трещин на острие разлома;

3. – идёт заполнение зоны трещинообразования газовыми компонентами с одновременным проникновением воды в эту зону;

4. – возникают небольшие взрывы (форштоки) внутри зоны разуплотнения;

5. – зона трещиноватости постепенно схлопывается (афтершоки).

На рис. 2, 3 показаны диспозиции вулканов Камчатки и её гипоцентров землетрясений. На рис. 4 а, б показано сравнительное пояснение интерпретации связи вулканических проявлений и землетрясений. По трактовке плитной тектоники вулканы («дымовые трубы Плутона» по выражению А. Портнова) расположены на фронте субдукции погружающейся плиты, а очаги землетрясений возникают как зоны трещинообразования плиты. По авторской интерпретации при подъёме газонасыщенной магматической струи (эдукция) они должны находиться в тылу, а землетрясения инициируются газовыми взрывами от её восхождения.

Как показано в работе [4] (см. карту на рис. 5) параллельность линии вулканической гряды и линии концентрации землетрясений не может быть случайной.

По модели эдукции подъём магматической массы базальтов идёт из-под материков вследствие зонной плавки их основания. Это логично коррелируется с андезитовыми излияниями вулканов и вразумительно объясняет погружение обломков океанической коры в астеносферу, поскольку объём восходящей магмы за счёт повышенного газосодержания обладает меньшей плотностью, нежели консолидированные горные породы коры. Жёлоб при этом является линией глубинного разлома, у которой идёт это погружение (см. рис. 6).

Руководствуясь вышеизложенными представлениями о природе подземных газовых взрывов, актив автора имеется предложение для реализации в сейсмоопасных регионах наблюдательной сети глубоких скважин, пробуренных до вскрытия фундамента, которые будут оснащены стационарными гирляндными системами прецизионных датчиков.

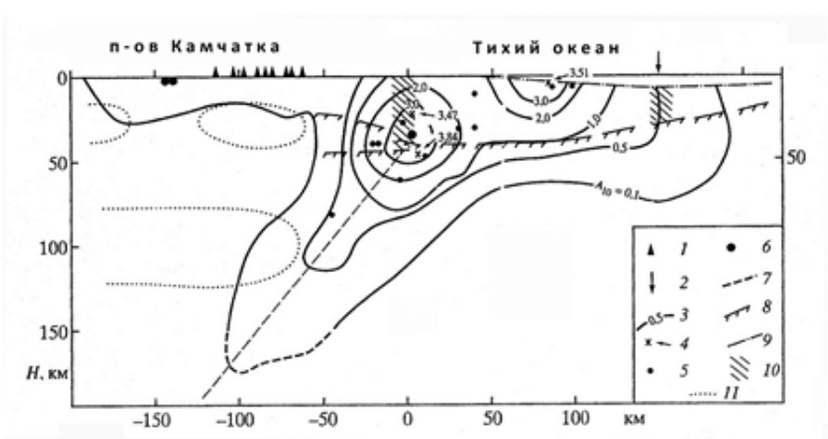


Рис. 2. Изменение сейсмической активности в крест сейсмофокальной зоны Камчатки на глубинах 0-200 км [4].
1 – проекции вулканов; 2 – проекции оси жёлобов;
3 – изолинии сейсмической активности А-10;
4 – максимум сейсмической активности;
5 – землетрясения К = 13 (М = 5,5); 6 - землетрясения К = 14 (М = 6,5);
7 – медиана зоны; 8 – граница Мохоровичича;
9 – рельеф морского дна;
10 – границы участка земной коры с наиболее сложным строением;
11 – изоома 10 Ом м.

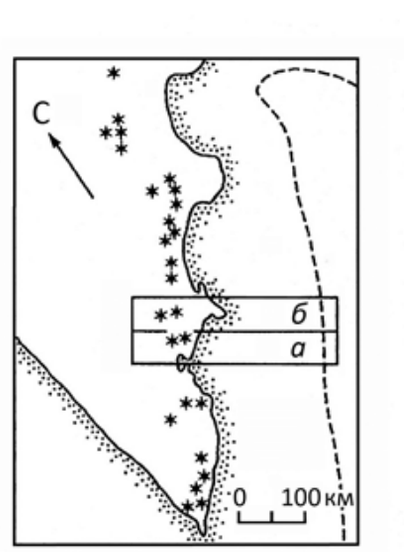


Рис. 3. Цепочка вулканов Камчатки.

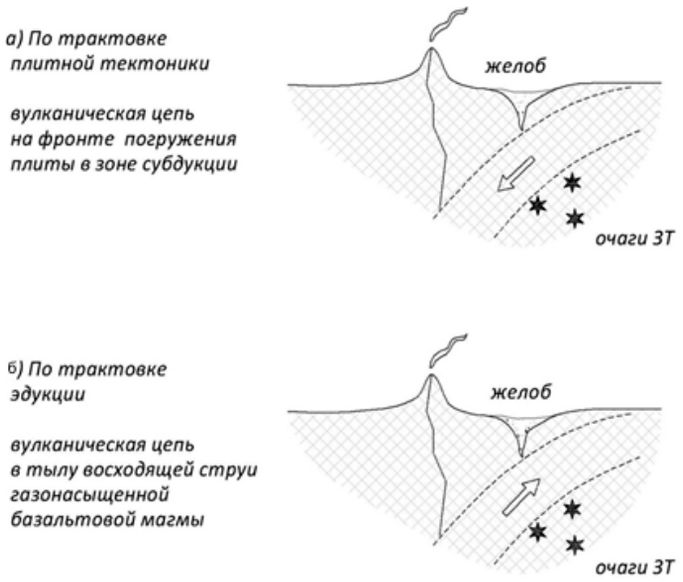


Рис. 4. Два варианта трактовки механизмов проявления вулканизма и землетрясений на поверхности.

Такие, спускаемые в скважины системы и герметично зацементированные там расширяющимися цементными смесями, позволят вести долговременный мониторинг и таким образом контролировать начало развития (подвижки)глубинных разломов земной коры. Это даст возможность иметь запас времени для профилактических мероприятия по предотвращению гибели людей.

Затронутая тема весьма актуальна, когда трясёт то там, то тут. Вулканы тоже не украшения Земли, а опасные объекты, готовые взорваться в любую минуту. Изучение их длится долго, но понимания механизма и процесса наступления катаклизмов не достигнуто. В этой связи автор рискнул предложить свой взгляд на проблему, пока только в самом общем виде. Более полный разворот темы ждёт непредвзятой оценки геологов.

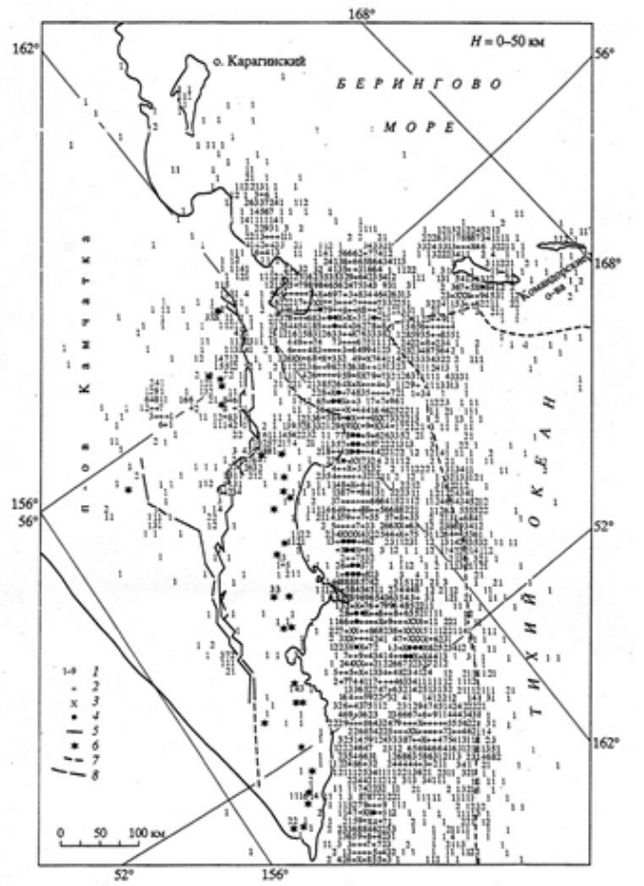


Рис. 5. Диспозиция вулканов Камчатки + Командорских островов и эпицентров землетрясений с глубинами очагов 0-55 км за 1962-1982 г.г (M = 2,6) [4]
Число эпицентров: 1 - 1-9; 2 - 10-20; 3 – 21-30; 4 – 30;
5 - средняя линия (медиана) полосы эпицентров;
6 – действующие вулканы;
7 – глубоководные желоба;
8 – современные разломы.

Динамика кругооборота литосферных плит океанической коры

Рис. 6. Утрированная схема двухслойного течения магматических потоков в астеносфере путём эдукции при разрастании океанического дна от расширения земли.
ОК – океаническая кора; *КК* – континентальная кора; *СОР* – срединно-океанический разлом (рифт);
ЭД – эдукция базальтовых выплавок.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванников В.И. Гирляндно-взрывной механизм формирования кимберлитовых трубок и природного синтеза алмазов. Известия РАЕН. М.: МГУ, 2011. Вып. 20. с. 117-118.
2. Иванников В.И. О землетрясениях. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. №4. с. 40-54.
3. Иванников В.И. Модель имплозии очага землетрясения. Отечественная геология. М.: ЦНИИГРИ, №4, с. 50-57.
4. Федотов С.А. Магматические питающие системы и механизмы извержений вулканов. М.: Наука, 2006. 455 с.
5. Николаевский В.Н. Дилатансия и теория очага землетрясений. Успехи механики Варшава: 1980. т. 3, №1, с. 71-101.
6. Добровольский И.П. О прогнозе тектонических землетрясений. Известия РАЕН. М.: МТУ, 2008. вып. 16. с. 108-115.

REFERENCES

1. Ivannikov V.I. Garland explosive way to form kimberlite pipes and natural diamond synthesis. Proceedings RAEN, M.: MGU, 2011. v. 20. p. 117-118.
2. Ivannikov V.I. About earthquakes. geology, geophysics and oil and gas fields development. M.: JSC "VNIIOJeNG", 2015. #4. p. 40-54.
3. Ivannikov V.I. Earthquake focus: implosion model model. Domestic geology. CNIIGRI, #4, p. 50-57.
4. Fedotov S.A. Magma delivery systems and volcanic eruption mechanism. M.: Nauka, 2006. 455 p.
5. Nikolaevskij V.N. Dilatancy and earthquake focus theory. Uspehi mehaniki. Warsaw: 1980. v. 3. #1. p. 71-101.
6. Dobrovol'skij I.P. Tectonic earthquake: prediction. Proceedings RAEN. M.: MTU, 2008. v. 16. p. 71-101.

© Буримов Ю.Г. М.: Моркнига, 2015.
484 с. ISBN 978-5-903080-21-2

По вопросам приобретения книги

обращайтесь по телефонам:

+7 (495) 948-38-27,

8-916-998-17-61;

или по e-mail -

uburimov@mail.ru

В 2015 г. вышла в свет новая книга

«Бурение стволов большого диаметра глубоких скважин. Издание 2-е, переработанное.»

Автор - Буримов Ю.Г., горный инженер с 50-летним стажем, бывший начальник отдела бурения сервисной компании ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

В книге изложено состояние дел в отрасли с созданием новых технических устройств, совершенствованием технологий и обновлением нормативной документации для проектирования и оперативного управления процессами бурения скважин на нефть и газ. Сформулирована концепция формирования конфигурации ствола при бурении в разрезах с чередованием горных пород по твердости, абразивности и пространственного расположения пластов, критерии оценки его качества. Впервые описаны требования к конфигурации долот, ГЗД и ОЦУ, сформулированы критерии оценки их влияния на качество ствола. Приведены результаты опробования КНБК, долот и ОЦУ с измененной конфигурацией, исследований механизма разрушения уступа в скважине с помощью ОЦУ лопастного типа и рекомендации по совершенствованию их конструкции, способствующие радикальному повышению эффективности процесса бурения. Приведено сопоставление конструкций отечественных и зарубежных глубоких скважин. Изложен большой объем из опыта строительства стволов большого диаметра глубоких и сверхглубоких скважин в наиболее значимых регионах нашей страны.

Книга предназначена для специалистов нефтегазовых и буровых компаний, проектных и научно-исследовательских организаций, конструкторских подразделений изготовителей технических устройств, студентов специализированных ВУЗов, прикладных исследовательских центров и сервисных компаний, надзорных органов, а также будет полезна для специалистов горной отрасли, мостовых и шахтных строителей.

РУКАВИЦЫН ВЛАДИМИР НИКОЛАЕВИЧ (15.09.1941 – 06.10.2015)

6 октября 2015 года ушел из жизни замечательный человек, талантливый ученый, верный и надежный друг - Рукавицын Владимир Николаевич.

Владимир Николаевич родился 15 сентября 1941 г. в Баку. После окончания Института нефти и химии им. Азизбекова он работал в геофизической экспедиции. В 1969 году поступил в аспирантуру института ВНИИ Геофизики, после окончания которой в 1972 г. защитил кандидатскую диссертацию, посвященную геофизическим исследованиям нефтяных и газовых скважин в процессе бурения.

С 1974 г. по 1981 г. Владимир Николаевич трудился в институте ВНИИ Буровая техника старшим научным сотрудником. За научные достижения он неоднократно награждался золотыми и серебряными медалями ВДНХ СССР.

С 1981 г. по 1993 г. Владимир Николаевич работал в институте ВНИИЯГГ. В 1985 году защитил докторскую диссертацию на тему: «Геоаккустический метод исследования нефтяных и газовых скважин в процессе бурения» и активно продолжал работать в этой научной области знаний, имея к этому времени второе высшее образование – инженер-радиофизик.

По совместительству Владимир Николаевич преподавал в институте повышения квалификации Министерства геологии СССР, где выпустил несколько учебных пособий и методических рекомендаций по сейсмоаккустике и технологии бурения скважин.

Свое первое авторское свидетельство на изобретение Владимир Николаевич получил ещё в 1970 году. А всего у него 43 авторских свидетельства и несколько патентов на изобретения в области геофизики Земли и технологии бурения скважин. Им было опубликовано свыше 170 печатных научных трудов, включая статьи в научных журналах, доклады на научных конференциях.

Под руководством Владимира Николаевича подготовлено более 20 кандидатов и докторов наук. Свыше 15 лет и до конца своей жизни он являлся членом экспертного совета

ВАК РФ по проблемам нефти и газа, в работе которого принимал активное участие.

С 2010 г. Рукавицын Владимир Николаевич работал в ОАО НПО «Буровая техника» - ВНИИБТ главным научным сотрудником, где являлся генератором многих новых идей и научных изысканий, с легкостью их преподносил своим коллегам и молодым специалистам.

Светлая память о незаурядном учёном, добром, отзывчивом, очень общительном, но вместе с тем и мужественном человеке, готовым отстаивать не только свои интересы, но и бороться за правое дело своих товарищей и друзей, навсегда останется в сердцах людей, знавших и работавших с ним.

Продолжателями своих неоконченных дел, он надеялся, будут двое его детей и четверо внуков.

Семья Рукавицына В.Н.,

коллеги по работе,

друзья,

редакция журнала «Инженер-нефтяник»

Аннотации статей

УДК 006:622.279

ИННОВАЦИИ В СТАНДАРТИЗАЦИИ И ПРИМЕНЕНИИ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ (С. 5)

Юрий Григорьевич Буримов

E-mail: uburimov@mail.ru
Тел: +7 (495) 948-38-27

Действующие в России стандарты на буровые долота, ГЗД, элементы КНБК, как и нормативно-техническая документация с рекомендациями на их применение, морально устарели и требуют обновления. Наиболее сложное положение с обеспеченностью буровых подрядчиков необходимыми техническими устройствами сложилось в области бурения стволов большого диаметра. Обновление стандартов на долота, ГЗД, УБТ, ОЦУ и другие устройства, включаемые в состав КНБК, и нормативно-технической документации на их применение, будет способствовать повышению их технического уровня и совершенствованию технологии строительства скважин на нефть и газ

Ключевые слова: стандартизация; нормативно-техническая документация; скважины большого диаметра; эффективный диаметр ствола скважины; изменённая конфигурация долота.

УДК 622.241.52

ОПТИМИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА БАЖЕНОВСКУЮ СВИТУ (С. 9)

[1]Сергей Анатольевич Якунин
[2]Александр Петрович Штыфель
[1]Валерий Владимирович Кульчицкий
[2]Владимир Андреевич Чудинов
[2]Евгений Артёмович Кашин
[1]Алина Сергеевна Якунина
[1]Ясин Насери

[1]РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
119296, ГСП-1, В-296
Москва, Ленинский проспект, 65
E-mail: niibt@gubkin.ru
[2]ОАО «РИТЭК»
115035, Москва, Большая Ордынка, д. 3
E-mail: info@ritek.ru

В статье приводится опыт строительства горизонтальной скважины на Баженовскую свиту Средне-Назымского месторождения. Рассматривается два варианта оптимизации конструкции горизонтальных скважин на Баженовскую свиту: спуск технической колонны диаметром 245 мм, которая перекроет интервал пласта с низким давлением гидроразрыва викуловской свиты и бурение на обсадной колонне в интервале под эксплуатационную колонну диаметром 178 мм.

Ключевые слова: Баженовская свита; бурение на обсадной колонне; горизонтальная скважина.

УДК 622.24.051

ИЗНОС ЭЛЕМЕНТОВ КНБК, КАК КРИТЕРИЙ ДЛЯ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПО ИЗМЕНЕНИЮ ИХ КОНСТРУКЦИИ (с. 13)

Юрий Григорьевич Буримов

E-mail: uburimov@mail.ru
Тел: +7 (495) 948-38-27

Существующие конструкции долот, пилотных расширителей, ГЗД, центраторов, переводников, переводников-маховиков, а также действующие рекомендации по формированию КНБК не соответствуют современным требованиям технологии строительства скважин из-за не соответствия критерию эффективный диаметр ствола. В действующие нормативные документы по выбору КНБК для бурения скважин независимо от их диаметра следует внести дополнения с рекомендациями по применению оценки ДЭФ ствола, как критерия его качества при первичном формировании, обеспечивающего гарантированно спуск запроектированной обсадной колонны. Внедрение перечисленных выше мероприятий общегосударственной значимости позволит существенно повысить эффективность строительства скважин на углеводороды и твердые ископаемые.

Ключевые слова: КНБК; элементы КНБК; конфигурация долота; ствол большого диаметра.

УДК 622. 245.42

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗРАБОТКЕ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В КРИОЛИТОЗОНЕ (с. 19)

Михаил Юрьевич Мерзляков
Андрей Арианович Яковлев

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»
199106, Санкт-Петербург, Васильевский о-в, 21-я линия, д. 2
E-mail: merzlyackov.mihail@yandex.ru

Рассматривается целесообразность использования газожидкостных тампонажных смесей для крепления скважин в многолетнемерзлых породах. Приведены рекомендации по разработке новых составов газожидкостных тампонажных смесей, применимых в условиях криолитозоны.

Ключевые слова: газожидкостные тампонажные смеси; полые алюмосиликатные микросферы; многолетнемерзлые породы; криолитозона; сроки схватывания; прочность; устойчивость; крепление скважин.

УДК 622.276.7:622.245.67

ТЕХНОЛОГИИ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН И ЛИКВИДАЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИНТЕТИЧЕСКИХ СМОЛ (с. 23)

[1]Рамзис Рахимович Кадыров
[1]Альфия Камилевна Сахапова
[1]Светлана Изильевна Амерханова
[2]Данил Владимирович Сотников
[3]Ирик Галиханович Фаттахов

[1]ТатНИПИнефть
423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, 32
E-mail: ramzis.k@mail.ru
[2]КогалымНИПИнефть
628485, ХМАО-Югра, г. Когалым, ул. Дружбы народов, д. 15
E-mail: SotnikovDV@nipi.ws.lukoil.com
[3]ПАО «Татнефть»
423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д.75
E-mail: fattakhovig@tatneft.ru

Статья посвящена разработке новой технологии первичного

крепления и ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны в процессе эксплуатации скважины. Объект исследования – полимерцементные растворы на основе синтетических смол, которые имеют ряд преимуществ по сравнению с традиционными тампонажными растворами. Отражены химические и технологические приемы, которые позволяют устранить их существующие недостатки. Испытания, проведенные на модели скважины, подтвердили эффективность новой технологии.

Ключевые слова: технология; эксплуатация; скважина; раствор; модель; эффективность.

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННОЙ КАРБОНАТНОЙ ЗАЛЕЖИ (НА ПРИМЕРЕ ФАМЕНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ) (с. 30)

Дмитрий Александрович Мартюшев
Руслан Маратович Рахимзянов

Пермский национальный исследовательский политехнический университет
614990, Пермский край, г. Пермь, пр-т Комсомольский, дом 29
E-mail: martyushevd@inbox.ru

В статье рассмотрено геологическое строение карбонатной залежи Озерного месторождения, на которой выделяются 4 литолого-фациальные зоны, различные своими фильтрационно-емкостными свойствами. По действующему фонду добывающих скважин определены показатель снижения продуктивности и параметр интенсивности трещиноватости. Выявлено, что наибольшие значения показатели снижения продуктивности приходятся на скважины, находящиеся в зонах с интенсивной трещиноватостью. Установлено, что необходимо осуществлять поддержание рационального $P_{заб}$, чтобы не допускать резкого снижения продуктивности скважин, работающих в зонах с интенсивной трещиноватостью, что в дальнейшем может привести к полному прекращению притока флюида в скважину.

Ключевые слова: карбонатная залежь; литолого-фациальные зоны; трещиноватость; коэффициент продуктивности; забойное давление.

УДК 622.276

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ НА ПРИМЕРЕ ПАМЯТНО-САСОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ВОЛГОГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ) (с. 42)

[1]Евгений Олегович Петрушин
[2]Ольга Вадимовна Савенок

[1]ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
169711, Республика Коми, Усинск, ул. Нефтяников, д.38
[2]Кубанский государственный технологический университет
350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2
E-mail: olgasavenok@mail.ru
Тел.: 8-918-32-66-100

В статье рассматривается интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и проводится анализ полученных данных на примере Памятно-Сасовского нефтяного месторождения, расположенного на территории Волгоградской области. Показано, что для создания математической модели можно подобрать любой набор параметров с предварительной типизацией и геометризацией коллекторов. Данная особенность касается, в том числе и коллекторов сложного типа: карбонатных с трещиновато-поровой структурой. Рассматриваемая модель одинаково эффективна для коллекторов данного генезиса. Именно этот тип коллекторов наиболее сложен для прогнозирования и эксплуатации. В связи с чем применение математического моделирования позволит организовать работы по разработке месторождений с наименьшим количеством затрат и рисков.

Ключевые слова: интерпретация результатов гидродинамических исследований; гидродинамические исследования горизонтальных скважин; повышение достоверности гидродинамических исследований; минимизация среднеквадратичного отклонения; метод конечных разностей; моделирование характера проницаемости пласта; применение математического моделирования.

УДК 622.691.4:628.517

РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ СИЛОВОГО НАГРУЖЕНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ПНЕВМАТИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ НА ПРОЧНОСТЬ (с. 45)

[3]Павел Александрович Кузьбожев
[1]ИгорьЮрьевич Быков
[1]Александр Викторович Сальников
[2]Александр Васильевич Елфимов
[3]Игорь Николаевич Бирилло

[1]Ухтинский государственный технический университет
169300, Россия, Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: ibykov@ugtu.net
Тел.: (8216) 774482
[2]ООО «Газпром ВНИИГАЗ
142717, Московская обл., Ленинский район, пос. Развилка
[3]Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта
169300, Россия, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1а

В работе реализована совокупность расчетных и экспериментальных методов оценки физико-механических свойств металла труб в процессе пневматических испытаний на прочность газопровода Бованенково–Ухта, позволяющих определить степень деформационных изменений в металле труб с учетом фактического воздействия силовой испытательной нагрузки.

Ключевые слова: газопровод; силовое нагружение; пневматические испытания.

УДК 502.5: 504.05: 504.42: 614.8: 627: 667.7

КАЧЕСТВЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТЯНЫХ СОРБЕНТОВ (с. 51)

Денис Владимирович Архипов

Дальневосточный федеральный университет
690950, Приморский край, г. Владивосток, ул. Суханова, д. 8.
E-mail: arkhipovdenisv@gmail.com

В статье рассмотрены сорбирующие вещества и материалы, применяемые для локализации и ликвидации последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на акваториях водных бассейнов. Определены качественные характеристики нефтяных сорбентов.

Ключевые слова: разлив нефтепродуктов; слик; нефтяные сорбенты.

УДК 551.24

О ПРИРОДЕ ВУЛКАНИЗМА И ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ (с. 54)

Владимир Иванович Иванников

ООО Фирма «АТЛАС»
123423, Москва, ул. Народного Ополчения, дом 28, корп. 1, оф.161
E-mail: firma-atlas@mail.ru

Представлена на обсуждение гипотеза землетрясений на основе глубоких и неглубоких подземных взрывов. Руководствуясь представлениями о природе подземных газовых взрывов, автор предлагает для реализации в сейсмоопасных регионах наблюдательной сети глубоких скважин, пробуренных до вскрытия фундамента, которые будут оснащены стационарными гирляндными системами прецизионных датчиков.

Ключевые слова: вулканизм; землетрясение; разломы земной коры; трубка взрыва; вулкан.

INNOVATION ON STANDARTIZATION AND DRILLING FACILITIES APPLICATIONS (p. 5)

Jurijj Grigor'evich Burimov

E-mail: uburimov@mail.ru
Phone: +7 (495) 948-38-27

Russia's existing standards for drilling bits, BHM and BHA elements and normative-technical documentation with recommendations for their use, are obsolete and require updating. The most difficult situation with the supply of drilling contractors with the necessary technical devices has developed in the field of drilling large-size holes. Update standards on bits, BHM, drill collars and other devices included in the BHA, and normative-technical documentation on their use, will contribute to improving their technical level and improving the technology of construction of oil and gas wells.

Key words: standardization; normative-technical documentation; wells of large diameter; the effective diameter of wellbore; bit modified configuration.

OPTIMIZATION OF CONSTRUCTION HORIZONTAL WELLS IN THE BAZHENOV FORMATION (p. 9)

[1]Sergej Anatol'evich Jakunin
[2]Aleksandr Petrovich Shtyfel'
[1]Valerij Vladimirovich Kul'chickij
[2]Vladimir Andreevich Chudinov
[2]Evgenij Artjomovich Kashin
[1]Alina Sergeevna Jakunina
[1]Jasin Naseri

[1]Gubkin Russian State University of oil and gas
63/2, Leninskiy prospect, Moscow, 199296, Russia
E-mail: niibt@gubkin.ru

[2]JSC "RITEK"
3, Bol'shaja Ordynka str., Moscow, 115035, Russia
E-mail: info@ritek.ru

The article presents the horizontal well construction experience in the Bazhenov formation Sregne-Nazymsky field. The main idea is about the reasons of drilling problems. There are two types of horizontal well construction optimization in the Bazhenov formation: landing of intermediate string Ø245mm, to shut off low frac pressure zone of Vikulovskie formation; casing drilling for production string Ø178 mm.

Key words: Bazhenov formation; casing drilling.

BHA ELEMENT WEAR AS A DESIGN CHANGES CRITERION (p. 13)

Jurijj Grigor'evich Burimov

E-mail: uburimov@mail.ru
Phone: +7 (495) 948-38-27

Existing designs of drill bits, pilot reamers, BHM, centralizers, subs, flyweight subs as well as operating recommendations on BHA makeup do not meet the modern requirements of the technology of well construction due to non-compliance with effective well diameter criterion. Current normative documentation on the choice BHA (regardless of diameter) should provide for recommendations amends on effective well diameter to afford guaranteed casing running. The introduction of the above-listed events of national importance will significantly improve the well construction to extract hydrocarbons and solid minerals.

Key words: BHA; BHA; bit configurations; large-size hole.

RECOMMENDATIONS FOR THE DEVELOPMENT OF GAS-LIQUID CEMENT SLURRIES FOR WELL CEMENTING IN PERMAFROST (p. 19)

Mihail Jur'evich Merzljakov
Andrej Arianovich Jakovlev

National Mineral-Resources University «Gorny»
Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia
E-mail: merzlyackov.mihail@yandex.ru

The appropriateness of the use of gas-liquid cement slurries for well cementing, drilled in permafrost area is considered. Recommendations for the development of new gas-liquid cement slurries for applying in the permafrost zone are presented.

Key words: gas-liquid cement slurries; hollow aluminum silicate microspheres; permafrost; setting time; strength; stability; well casing.

ARTIFICIAL RESIN TECHNOLOGY: WELL CASING AND PRODUCTION CASING LEAKS FIXING (p. 30)

[1]Ramzis Rahimovich Kadyrov
[1]Al'fija Kamilevna Sahapova
[1]Svetlana Izil'evna Amerhanova
[2]Danil Vladimirovich Sotnikov
[3]Irik Galihanovich Fattahov

[1]«TatNIPIneft»
32, M. Djalil Str., Bugulma, Republic of Tatarstan, 423236, Russia
E-mail: ramzis.k@mail.ru
[2]PJSC «LUKOIL-Engineering»
15, Druzhby Narodov Str., Kogalym, Khanty-Mansi Autonomous Okrug -Yugra, 628485, Russia
E-mail: SotnikovDV@nipi.ws.lukoil.com
[3]PJSC Tatneft
75, Lenin Str., Almetyevsk, Republic of Tatarstan, 423450, Russia
E-mail: fattakhovig@tatneft.ru

The article discusses development of new technology and the elimination of the primary fixing leaking production casing. The object of study i.e. polymer-based-solutions of synthetic resins, has a number of advantages compared to traditional cement slurry. Chemical and technological methods affords to eliminate existing shortcomings are recorded. Well model tests confirmed the effectiveness of the new technology.

Key words: technology; exploitation; well; solution; model; efficiency.

FEATURES OF THE DEVELOPMENT OF COMPLEX CARBONATE RESERVOIR (THE CASE OF FAMENNIAN DEPOSITS OF OZERNOE FIELD) (p. 30)

Dmitrij Aleksandrovich Martjushev
Ruslan Maratovich Rahimzjanov

Perm National Research Polytechnic University
29, Komsomol'skijj prospect, Perm', 614990, Russia
E-mail: martyushevd@inbox.ru

This article discusses the geological structure of the carbonate deposits of Ozernoe field, which have 4 lithofacies zone, and they have various reservoir properties, producing wells to identify indicators of productivity and reduction of fracture intensity parameter. It was found that the highest value of the decreased productivity index accounted for well located in areas with intense fracturing. Definitely, it is necessary to maintain of sound bottom-hole pressure to prevent a sharp decline in the productivity of wells operating in zones of intense fracturing. This can to a e stop of fluid flowsream into the well completely.

Key words: carbonate reservoir; lithofacies zone; fracturing; coefficient of productivity; bottomhole pressure.

THE INTERPRETATION OF THE TEST RESULTS FOR HORIZONTAL WELLS AND THEAANALYSIS OF DATA OBTAINED: THE CASE OF PAMYATNO-SASOVSKOYE OIL FIELD (p. 42)

[1]Evgenij Olegovich Petrushin
[2]Ol'ga Vadimovna Savenok

[1]JSC «Pechoraneft»
38, Neftjanikov str., Ukhta, Republic of Komi, 169711, Russia
[2]Kuban State University of Technology
2, Moskovskaja St., Krasnodar, 350072, Russia
E-mail: olgasavenok@mail.ru

The article deals with the interpretation of test results of horizontal wells and the analysis of data obtained (Pamyatno-Sasovskoye oil field, located in the Volgograd region). It is shown that the creation of mathematical models can pick up any set of parameters with preliminary typing and collectors geometrization. This feature concerns including complex type collectors: a carbonate fractured porous structure. The model is equally effective for collectors of origin. This type of collector is the most difficult to predict and exploitation. Application of mathematical modeling will allow to develop oil fields with the least costs and risks.

Key words: interpretation of hydrodynamic studies; hydrodynamic studies of horizontal wells; improving the reliability of the hydrodynamic studies; to minimize the standard deviation; finite difference method; character modeling permeability; application of mathematical modeling.

SETTLEMENT AND EXPERIMENTAL CONTROL OF POWER LOADING OF GAS PIPELINES AT CARRYING OUT PNEUMATIC TESTS (p. 45)

[3]Pavel Aleksandrovich Kuz'bozhev
[1]Igor'Jur'evich Bykov
[1]Aleksandr Viktorovich Sal'nikov
[2]Aleksandr Vasil'evich Elfimov
[3]Igor' Nikolaevich Birillo

[1]Ukhta state technical university, Ukhta
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: ibykov@ugtu.net
Phone: (8216) 77-44-82
[2]Ltd. "GazpromVNIIgaz"
Razvilka poselok, Leninskiy district, Vjoscow region, 142717, Russia
[3]«Gazprom VNIIGAZ» LLC Ukhta
1a, Sevastopol'skaja str., Republic of Komi, 169300, Russia

The article discusses settlement and experimental methods to estimate physico-mechanical properties of metal of pipes while pneumatic tests for durability of the Bovanenkovo - Ukhta gas pipeline. It allows to define deformation changes in pipe metal taking into account the actual power test loading applied.

Key words: gas pipeline; power loading; pneumatic tests.

QUALITATIVE CHARACTERIZATIONS OF OIL SORBENTS (p. 51)

Denis Vladimirovich Arhipov

Far Eastern Federal University
8, Suhanova str., Vladivostok, 690950, Russia
E-mail: arkhipovdenisv@gmail.com

The article deals with sorbent substances and materials, used for oil spill localization and response in seas and water reservoirs. Quality characteristics are determined.

Key words: oil spill; slick; oil sorbents.

ABOUT VOLCANISM AND EARTHQUAKES (p. 54)

Vladimir Ivanovich Ivannikov

LLC Firma «ATLAS»
of.161, 28-1, Narodnogo Opolchenija str., Moscow, 123423, Russia
E-mail: firma-atlas@mail.ru

Stressed-deformed state of metal is often diagnosed on the basis of magnetic characteristics research. The paper discusses experimental data with reference to high-strength steel pipe under bending.

Key words: high-strength steel, magnetic characteristics, bending.

Уважаемые авторы!

Убедительно просим соблюдать следующие правила оформления статей.

1. Материалы представляются в электронном виде по адресу:

povalihin@ids-corp.ru; **povalihin1@yandex.ru**;

Если объем материала составляет более 1 Мб, то для его сжатия необходимо использовать архиваторы RAR или ZIP.

2. Оформление статей:

- объем статей до 14 страниц в формате страницы А4 (210 Х 297 мм);
- текст статьи - в программе Word через 1,5 интервала, шрифт 12 Arial или Times New Roman, без разбивки на 2 колонки;
- формулы - в программе Microsoft Equation;
- рисунки - в одной из графических программ - Corel Draw, Illustrator, Adobe Photoshop, Microsoft Excel - отдельными файлами от текста;
- фотографии должны быть хорошего качества.

К статье необходимо приложить аннотацию (до 5 предложений) на русском и, по возможности, английском языках.

3. Материал должен иметь сопроводительное письмо.

4. К статье прилагаются следующие сведения об авторах:

- фамилия, имя, отчество всех авторов полностью, учёная степень и звание;
- место работы каждого автора в именительном падеже, страна, город;
- адрес электронной почты каждого автора;
- корреспондентский почтовый адрес (можно один на всех авторов);
- контактный телефон.

5. Название статьи, аннотация, ключевые слова приводятся на русском и, по возможности, английском языках.

6. Необходимо указать код УДК, и/или ГРНТИ, и/или код ВАК согласно действующей номенклатуре специальностей научных работников.

7. Список литературы.

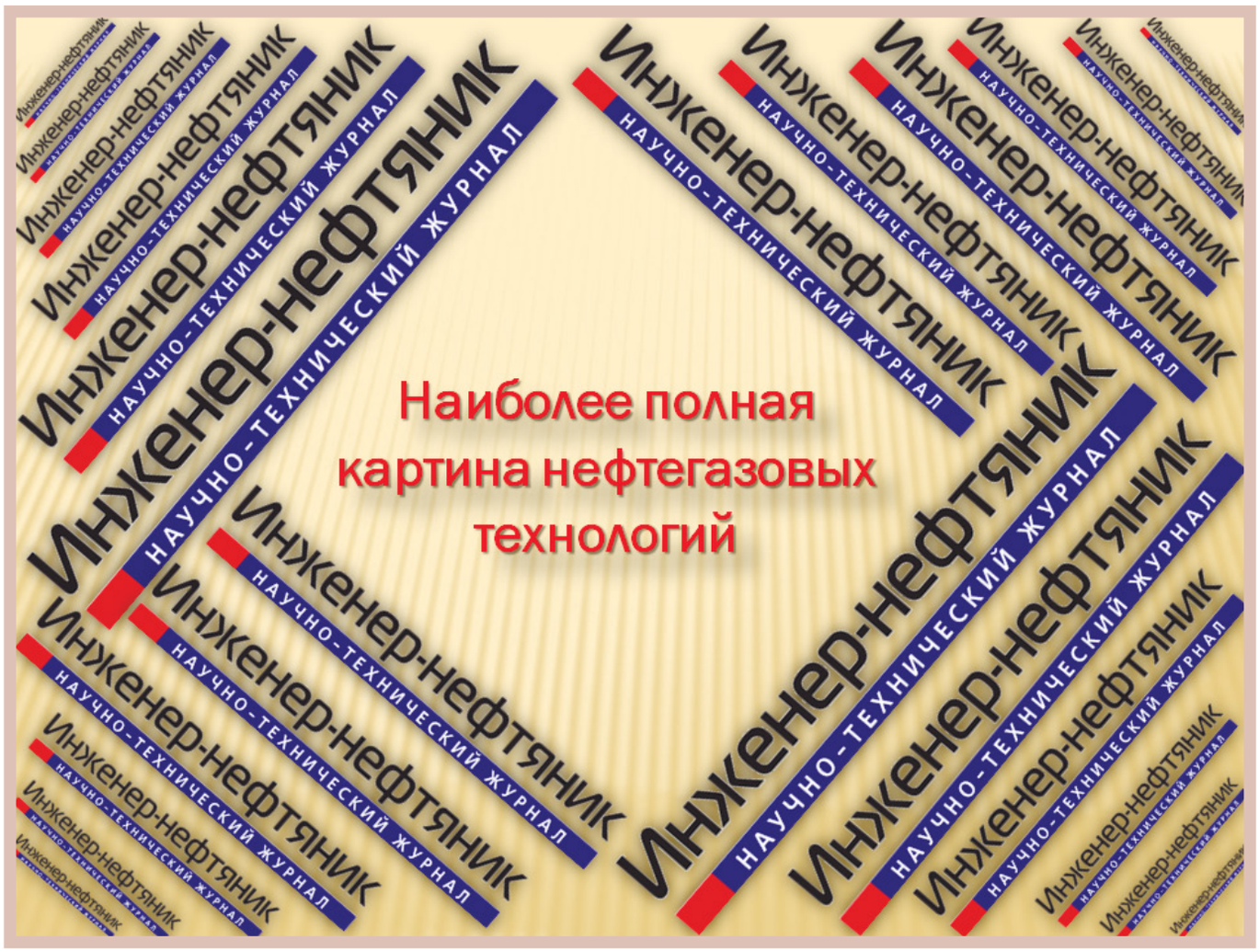
8. При написании статьи необходимо использовать общепринятые термины, единицы измерения и условные обозначения, единообразные по всей статье. Расшифровка всех используемых авторами обозначений дается при первом употреблении в тексте.

9. При наборе статьи на компьютере все латинские обозначения физических величин (α, I, d, h и т. п.) набираются курсивом, греческие обозначения, названия функций (sin, exp, lim), химических элементов и единиц измерения — прямым (обычным) шрифтом.

Рекомендуется использовать в математических формулах буквы латинского, греческого алфавитов.

10. Условия публикации:

- публикация научно-технических статей бесплатная;
- присылаемые для опубликования материалы рецензируются экспертным советом и утверждаются редакционным советом журнала;
- в случае отклонения статьи авторы извещаются с мотивацией.



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
Факс: (495) 543 9612