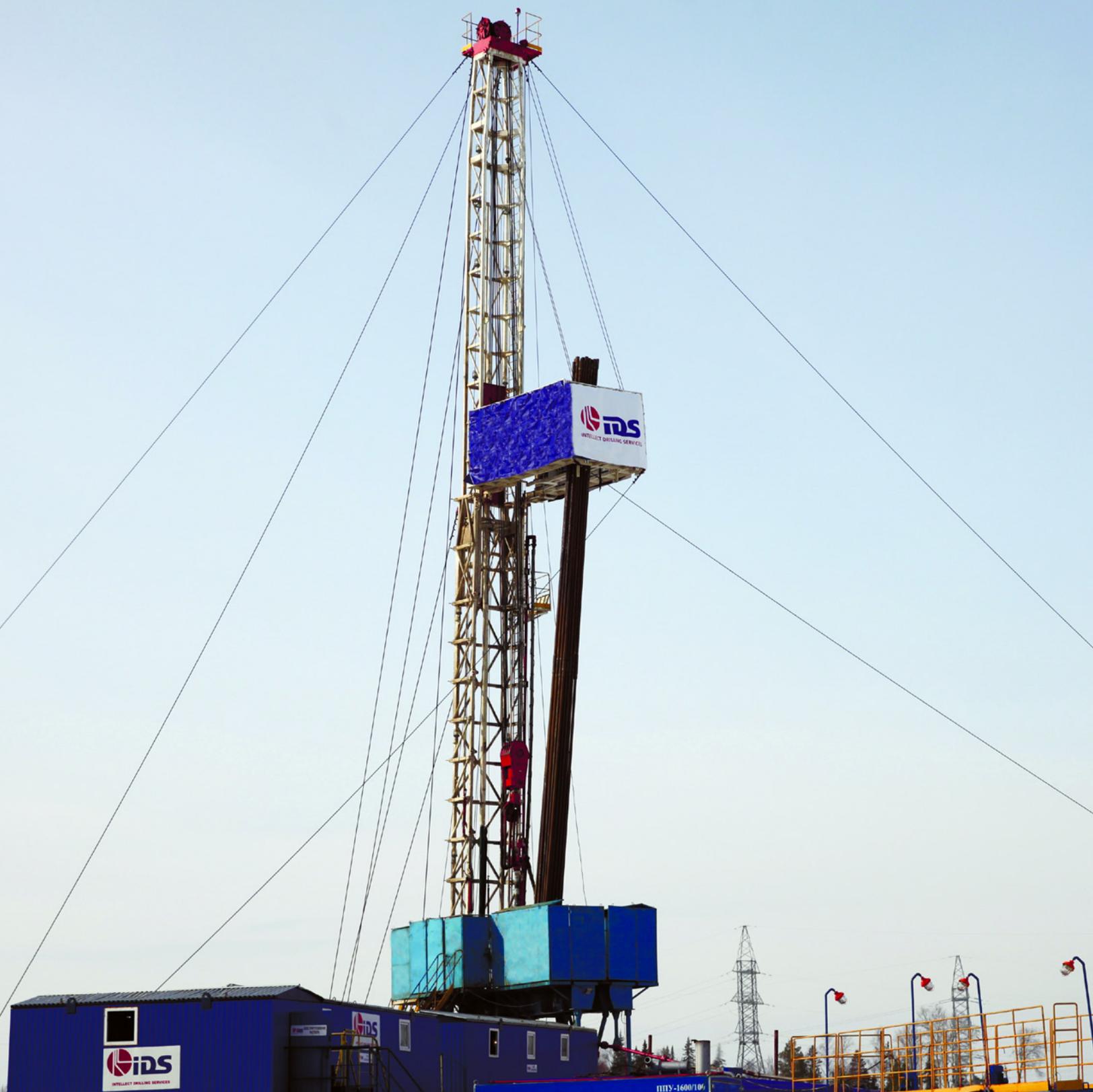


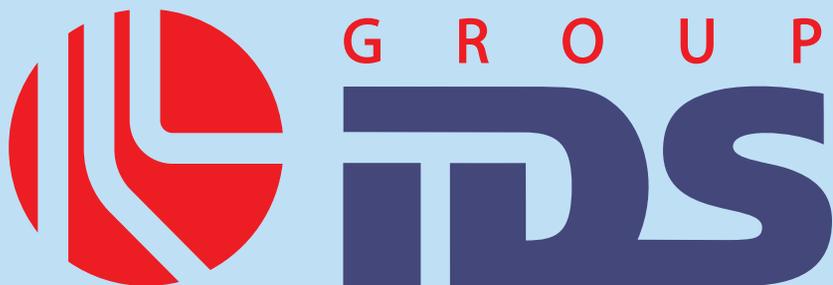
Инженер-нефтяник

№ 2'2015

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



Интегрированный буровой
сервис



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 грузоподъемностью 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 (Губит-К108) каналами связи;
- передвижные лаборатории осуществляют круглосуточный контроль проводки скважины в автономном режиме работы

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

- разработка программ эффективной обработки долот при роторном способе бурения и с использованием гидравлических забойных двигателей;
- инженерное сопровождение оптимальной обработки 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 обработки 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

№2 2015 г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД
ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

Индустриальное строительство скважин. 50 лет кустовому бурению в Западной Сибири.
Повалихин А.С., Близнюков В.Ю.

5

Industrial well construction 50 years of cluster drilling in Western Siberia.
Povalihin A.S., Bliznyukov V.Yu.

Интеллектуализация добычи нефти из многопластовых месторождений.
Лушпеев В.А., Кочетков Л.М., Бастриков С.Н.

9

Intellectualization of oil recovery for multilayer fields.
Lushpeev V.A., Kochetkov L.M., Batrikov S.N.

Анализ условий образования гидратов на месторождениях Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции.
Федорова А.Ф., Калачева Л.П., Шиц Е.Ю., Рожин И.И.

12

Discussing hydrates-accumulation conditions for Leno-Vilyujskaya oil and gas province.
Fedorova A.F., Kalacheva L.P., Shic E.Ju., Rozhin I.I.

Разработка седиментационно-устойчивых тампонажных составов для крепления скважин с наклонными и горизонтальными участками. Николаев Н.И., Кожевников Е.В., Силоян А.С., Агишев Р.Р.

15

Creating sedimentation stable cement for well directional and horizontal intervals.
Nikolaev N.I., Kozhevnikov E.V., Silojan A.S., Agishev R.R.

Моделирование глинистых пород с колломорфным кремнезёмом.
Арутюнов Т.В., Савенок О.В.

18

Modelling colloform silica-containing clay rock.
Arutjunov T.V., Savenok O.V.

Исследование влияния глинистой корки на качество сцепления цементного камня с породой. Лю Хаоя; Табатабаи Моради Сейед Шахаб; Николаев Н.И.

22

Clay cake influence over rock-to-cement bond quality.
Lju Haoja; Tabatabai Moradi Sejed Shahab; Nikolaev N.I.

Опыт применения катионного бурового раствора. Гайдаров А.М., Курбанов Х.Н.

25

Cationic drill mud: case history.
Gajdarov A.M., Kurbanov H.N.

Резьбовое соединение буровых труб с подвижным внутренним стыком. Лачинян Л.А.

29

Threaded drill pipe joint with movable inner joint.
Lachinjan L.A.

Мониторинг коррозионно-усталостного состояния насосно-компрессорных труб в минерализованных средах.
Быков И.Ю., Юшин Е.С.

34

Monitoring corrosion fatigue of tubing in mineralised environment.
Bykov I.Ju., Jushin E.S.

Исследование работы деформации при растяжении образцов металла из трубопроводов газораспределительной станции после продолжительной эксплуатации.
Быков И.Ю., Бирилло И.Н., Кузьбожев П.А.

40

Elastic resilience of gas pipilint specimen of gas-distribution station after continuous working.
Bykov I.Ju., Birillo I.N., Kuz'bozhev P.A.

Разработка элементов эффективной технологии бурения скважин на месторождениях углеводородов предприятия «Вьетсовпетро». Соловьев Н.В., Нгуен Тиен Хунг

45

Elements of effective drilling technology for V'etsovpetro hydrocarbon reservoirs.
Solov'ev N.V., Nguen Tien Hung

Определение коэффициента Джоуля-Томсона в задачах дросселирования газожидкостной смеси. Лекомцев А.В., Мартюшев Д.А., Илюшин П.Ю., Ахметова М.И.

50

Joule-Thomson coefficient for liquid-gas mixture throttling.
Lekomcev A.V., Martjushev D.A., Iljushin P.Ju., Ahmetova M.I.

Анализ методик обработки кривых восстановления давления в трещинно-порowych коллекторах.
Мартюшев Д.А., Ладейшикова Т.С.

54

Pressure buildup curves for fractured-porous reservoir: processing technique analysis.
Martjushev D.A., Ladejshhikova T.S.

Юбилейные даты. К 60-летию Владимира Юрьевича Близнюкова.

59

Round anniversary: 60th anniversary of the birth of Vladimir Jur'evich Bliznjukov

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, ректор Тюменского Государственного нефтегазового университета

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

Сазонов Алексей Алексеевич - к.э.н., генеральный директор НПО «Горизонт-Сервис-Геонавигация»

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: rovalihin@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 622.24.084

Индустриальное строительство скважин. 50 лет кустовому бурению в Западной Сибири

А.С. Повалихин – доктор техн. наук; В.Ю. Близнюков – доктор техн. наук

С открытием крупных нефтяных и газовых месторождений в сложных для обустройства нефтегазовых промыслов районах Западной Сибири необходимо было разработать технологию строительства скважин, которая позволит освоить месторождения в кратчайшие сроки и с минимальными затратами.

Специалисты Всесоюзного научно-исследовательского института буровой техники (ВНИИБТ), всесторонне поддержанные председателем Госплана СССР Николаем Константиновичем Байбаковым, предложили кустовой способ строительства скважин турбинным способом. В 1964 году, в соответствии с планом по подготовке технико-экономической программы «О развитии работ по добыче нефти и газа в районе Западно-Сибирской низменности на период до 1970–80 г.г.», утвержденного Заместителем Председателя Государственного комитета нефтедобывающей промышленности при Госплане СССР С.А. Оруджевым, инженеры ВНИИБТ подготовили предложения по следующим направлениям:

- принципы кустования скважин;
- профили и технология бурения кустовых наклонных скважин;
- схемы размещения бурового оборудования на кустовых площадках.

Анализ различных вариантов технологии бурения и схем размещения скважин в кусте показал, что в течение 2-х лет может быть разработана, и освоена в промышленных масштабах технология строительства кустовых наклонно направленных скважин с проектным смещением ствола до 1500 м и более.

В соответствии с договором № 15 между ВНИИБТ и ПО «Тюменьнефтегаз» опытные работы по испытанию технологии кустового строительства скважин в условиях Западной Сибири должны были проводиться на Усть-Балыкском месторождении.

Работа по проектированию комплекта специального инструмента и устройств для бурения опытных кустовых скважин проводилась в трёх направлениях:

- разработка инструмента для направленного бурения искривленного участка профиля скважины;
- разработка устройств для проводки тангенциальных и слабо искривленных интервалов профиля скважины;
- разработка приборов и устройств для ориентирования отклоняющего инструмента и контроля за траекторией бурения.

Для бурения тангенциальных интервалов профиля скважины турбинным способом были разработаны

специальные стабилизаторы, которые устанавливались в нижней части турбобура:

- роликовый стабилизатор СТ2-6 $\frac{5}{8}$ ";
- стабилизатор-кольцо СТК-214, К-239;
- стабилизатор с лопастями.

В целях формирования ствола правильной формы, улучшения работы долота и шпинделя турбобура, повышения устойчивости КНБК на проектной траектории были сконструированы лопастные и штыревые калибраторы-расширители: К-190, К-214, К-239.

Работы по применению комплекса технических средств ВНИИБТ были проведены в 1965 году при бурении скважины № 501 на Усть-Балыкском месторождении [Научно-технический отчет по теме №2 «Совершенствование техники и технологии бурения вертикальных и наклонных скважин в Восточных районах», ВНИИБТ, М., 1964–1965 г.].

На опытном заводе ВНИИБТ для проведения работ по бурению скважины № 501-Усть-Балыкская был изготовлен комплект специальных инструментов:

- турбинные отклонители ОТ-7 $\frac{1}{2}$ " и ОТ-6 $\frac{5}{8}$ ";
- турбинные стабилизаторы СТ2-6 $\frac{5}{8}$ ";
- расширители К-214 и К-239;
- стабилизирующие кольца СТК-214, СТК-239;
- герметизирующее устройство;
- специальные долота типа ЗА;
- винтовые расширители РС и РС2 диаметром 239 м.
- центраторы резиновые каркасные ЦРКЭ.

Проводку скважины № 501 осуществляли по трёхинтервальному профилю, имеющему следующие параметры:

- вертикальный участок - 380 м;
- интенсивность искривления – 1,0° / 10 м;
- интервал увеличения зенитного угла до 40° от 380 до 640 м;
- общая длина ствола - 2835 м.

Первая наклонная скважина № 501 на Усть-Балыкском месторождении была начата бурением 28.02.1965 г.

Основной целью проводимых экспериментальных работ при проводке скважины № 501 была отработка технологии направленного бурения в горно-геологических условиях Западной Сибири с помощью технико-технологического комплекса ВНИИБТ.

В процессе экспериментальных работ решались следующие частные задачи:

- испытание опытных образцов турбинного отклонителя;

- обработка технических средств для проводки наклонно прямолинейного интервала профиля скважины;
- обработка методов ориентирования и управления турбинным отклонителем.

Забуривание наклонного ствола было произведено из вертикального кондуктора длиной 411 м с помощью турбинного отклонителя ОТ-6⁵/₈". Средняя интенсивность увеличения зенитного угла на интервале бурения турбинным отклонителем ОТ-6⁵/₈" была близка к расчетной и составила 0,8°/10 м. Бурение осуществлялось при следующем режиме: расход промывочной жидкости – 26-28 л/с; осевая нагрузка на долото – 130-180 кН; давление промывочной жидкости – 12 МПа.

Для бурения наклонно-прямолинейного интервала ствола использовалась КНБК, включающая долото К-214-СГ, наддолотный калибратор К-214, двухсекционный турбобур ТС6-6⁵/₈" с кольцом-стабилизатором СТК, УБТ 146 – 8 м, стальные бурильные трубы (СБТ) 127 мм. Данной КНБК осуществляли бурение до глубины 1274 м.

Начиная с глубины 1567 м и до 2380 м бурение проводилось следующей КНБК: долото К-214-СГ, двухсекционный турбобур ТС6-6⁵/₈" с кольцом-стабилизатором СТК, УБТ-146 – 8 м, стальные бурильные трубы (СБТ) 127 мм.

В интервалах применения стабилизирующих КНБК была обеспечена удовлетворительная стабилизация начальных значений зенитного угла и азимута ствола скважины (рис. 1).

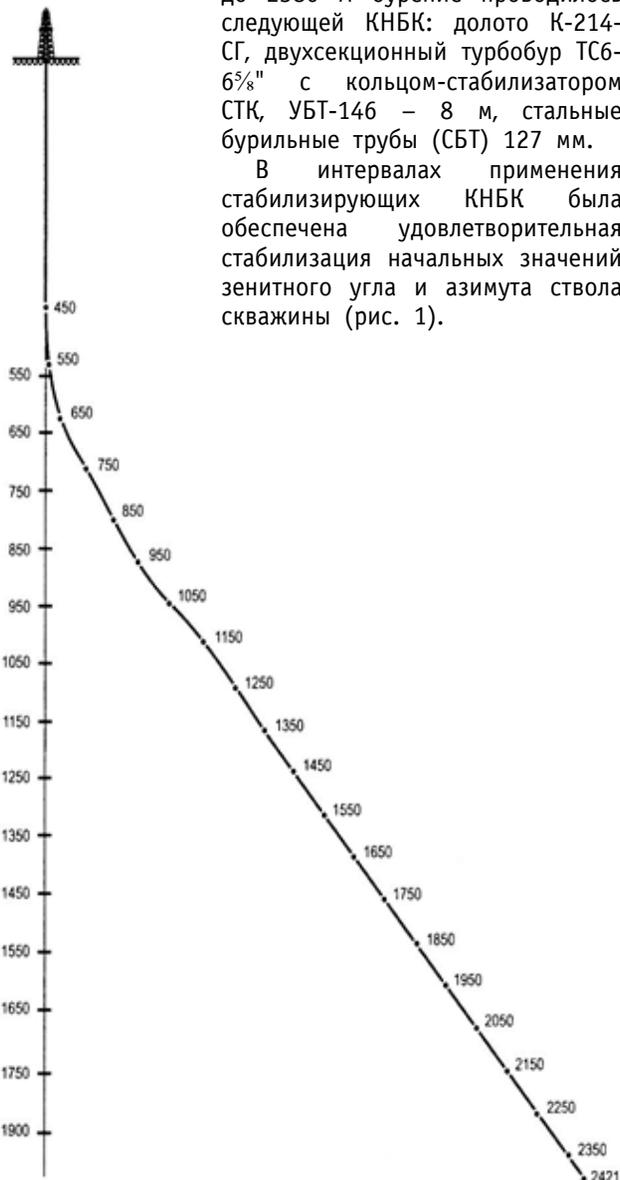


Рис. 1. Профиль ствола наклонно направленной скважины № 501 на месторождении Усть-Балык.

Важнейшим практическим итогом бурения экспериментальной скважины №501 явилось подтверждение эффективности технико-технологического комплекса ВНИИБТ для проводки наклонных скважин с большим (для того времени) смещением забоя от вертикали в горно-геологических условиях нефтяных месторождений Западной Сибири.

Опытные работы по промышленному внедрению технико-технологического комплекса ВНИИБТ были продолжены в 1966 г на Усть-Балыкском месторождении при бурении скважины № 531, которая имела следующие проектные данные [Научно-технический отчет по теме №2 «Разработка техники и технологии бурения наклонных кустовых скважин для Усть-Балыкского месторождения», договор № 62, ВНИИБТ, М., 1966 г.]:

- профиль – трёхинтервальный;
- длина вертикального участка – 300 м;
- глубина по вертикали – 2200 м;
- длина ствола – 2600 м;
- смещение забоя – 1276 м;
- зенитный угол тангенциального интервала профиля – 35°.

Бурение наклонно-прямолинейного интервала профиля производили следующей КНБК: долото диаметром 214 мм; наддолотный калибратор К-214; турбобур ТС5Б-7¹/₂" с центратором в нижней части шпинделя. Данная КНБК обеспечила надежную стабилизацию зенитного угла и азимута ствола скважины. В процессе бурения тангенциального интервала профиля выдерживался следующий режим бурения: расход промывочной жидкости – 32 л/с; осевая нагрузка на долото – 8 т.

В рамках программы создания технологии и технических средств для бурения наклонных скважин с большим смещением забоя в условиях Западной Сибири были разработаны базовые рецептуры бурового раствора, обеспечивающие устойчивость стенки скважины и очистку наклонного ствола.

Опытные скважины №501 и №531 проектировали по трёхинтервальному профилю, однако проводка завершающего интервала осуществлялась с уменьшением зенитного угла, так как из КНБК исключались наддолотный калибратор и центратор турбобура СТК в целях снижения рисков прихвата инструмента.

Результаты, полученные в процессе бурения опытных скважин №501 и №531 на Усть-Балыкском месторождении, послужили основанием для широкомасштабного применения технологии бурения кустовых скважин.

В целях определения возможности строительства кустовых наклонно направленных скважин с высокими технико-экономическими показателями в условиях Западной Сибири специалистами ВНИИБТ были проведены опытно-промышленные работы при строительстве опытного куста №772 из пяти скважин на Усть-Балыкском месторождении (рис. 2).

При бурении опытных скважин использовались две технологические схемы забуривания наклонного ствола: под кондуктор и под эксплуатационную колонну.

Для направленного искривления ствола скважины под эксплуатационную колонну использовался турбинный отклонитель ОТС-7¹/₂" (угол искривления – 1°30') с долотом К-214-СГ и наддолотным калибратором, а при бурении ствола скважины под кондуктор – отклоняющая КНБК включающая долото 1Д-320СГ, секцию турбобура Т12МЗ-9" с искривленным переводником (2°), секцией УБТ-178.

Бурение тангенциального интервала профиля до глубины 1800 м по вертикали производили турбобурами ТС5Б-7½" и ЗТСШ-7½" со стабилизатором типа СТК в ниппельной части турбобура. Ниже указанной глубины бурение из-за опасности прихвата КНБК в интервалах залегания выпучивающихся глин кошайской свиты из КНБК исключали стабилизатор СТК.

Все пять скважин были пробурены с высокими технико-экономическими показателями, в соответствии с проектным профилем и на проектной глубине попали в установленный радиус круга допуска с радиусом 50 м.

Уже в 1968 году Усть-Балыкской конторой бурения было пробурено 43 наклонные скважины, что составляет 94207 м или 65,2% от общего объема бурения. Все скважины были пробурены по четырёхинтервальному S-образному профилю.

В этом же году работы по внедрению и отработке технических средств для бурения наклонных скважин были продолжены на Правдинском месторождении. При непосредственном участии сотрудников лаборатории наклонно направленного бурения ВНИИБТ осуществлена проводка скважин № 445, 400, 418.

В 1969 году опытные работы были продолжены при строительстве скважин № 349, 350, 427 на Правдинском месторождении, № 510, 506, 622, 511 на Мегионском нефтяном месторождении и № 2003, 322 – на Самотлорской площади.

Проектирование и проводка всех скважин осуществлялась по S-образному профилю. Бурение интервала стабилизации зенитного угла и азимута осуществляли следующей КНБК: долото 2К-214-СГ; турбобур ТС5Б-7½" или ЗТСШ-7½" и центратором

типа СТК в нижней части шпинделя турбобура; УБТ-178 12-24 м. В некоторых случаях в состав КНБК включали наддолотный калибратор К-214.

В течение 1970 года на нефтяных месторождениях Тюменской области по технологии и с применением технических средств ВНИИБТ было построено 39 кустов, объединяющих 170 скважин. При этом получен существенный экономический эффект. Например, на Усть-Балыкском месторождении общая экономия, полученная при строительстве только четырех кустов, включающих 20 скважин, составила 451 тыс. (советских) рублей.

Объем строительства кустовых скважин на нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири с середины 70-х годов наращивался исключительно высокими темпами на всех нефтегазовых месторождениях (рис. 3). При этом объем наклонного бурения составил 4405337 метров или 95,5% от общего объема бурения.

Большой объем научной и практической работы, проведенный специалистами института СибНИИБТ (Л.Я. Сушон, П.В. Емельянов, С.Н. Бастриков, Р.Г. Муллагалиев, В.М. Шенбергер, А.С. Айриянц), научных лабораторий производственных объединений Главтюменьнефтегаза (В.В. Кульчицкий) позволил упорядочить технологический процесс направленного бурения и существенно улучшить качество строительства эксплуатационных скважин в Западной Сибири.

К середине 80-х годов актуальной задачей стало повышение точности реализации проектного профиля и технико-экономических показателей (ТЭП) строительства эксплуатационных скважин.

В рамках решения данной проблемы были определены следующие ключевые задачи направленного бурения:

- создание автоматических систем ориентирования турбинного отклонителя;
- проектирование стабилизирующих КНБК, удовлетворяющих технологическим требованиям бурения при оптимальном режиме.

Постановка данных задач обусловлена следующими взаимосвязанными проблемами направленного бурения и повышения ТЭП:

- увеличение точности выведения ствола скважины на проектное направление как на участке начального искривления, так и при корректировании траектории бурения;
- существенное повышение надежности стабилизации курсовых параметров траектории бурения при выполнении наклонно прямолинейного участка профиля.

Решение указанных ключевых задач позволило бы существенно повысить точность проводки ствола, сократить время строительства скважин и количество затрачиваемых долот за счет исключения корректировочных долблений.

В 1982 г. в рамках программы повышения ТЭП буровых работ ВНИИБТ были разработаны и прошли промышленные испытания технические средства для бурения скважин:

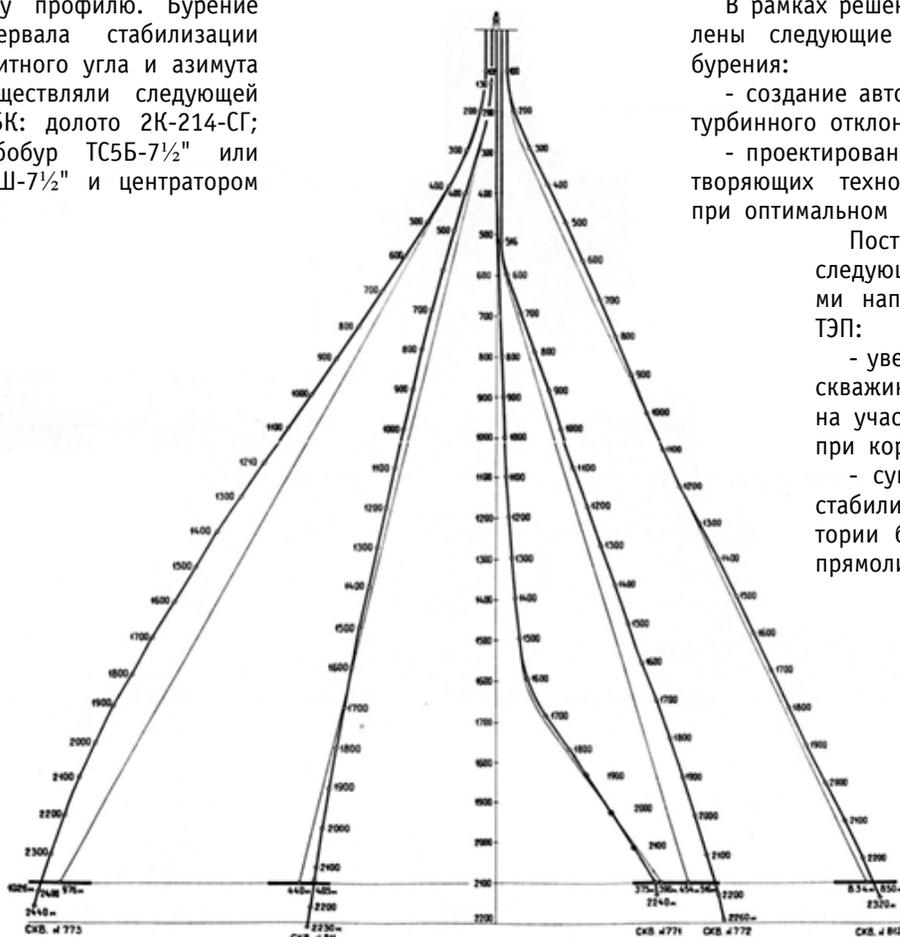


Рис. 2. Профиль скважин куста № 772 на Усть-Балыкском месторождении..

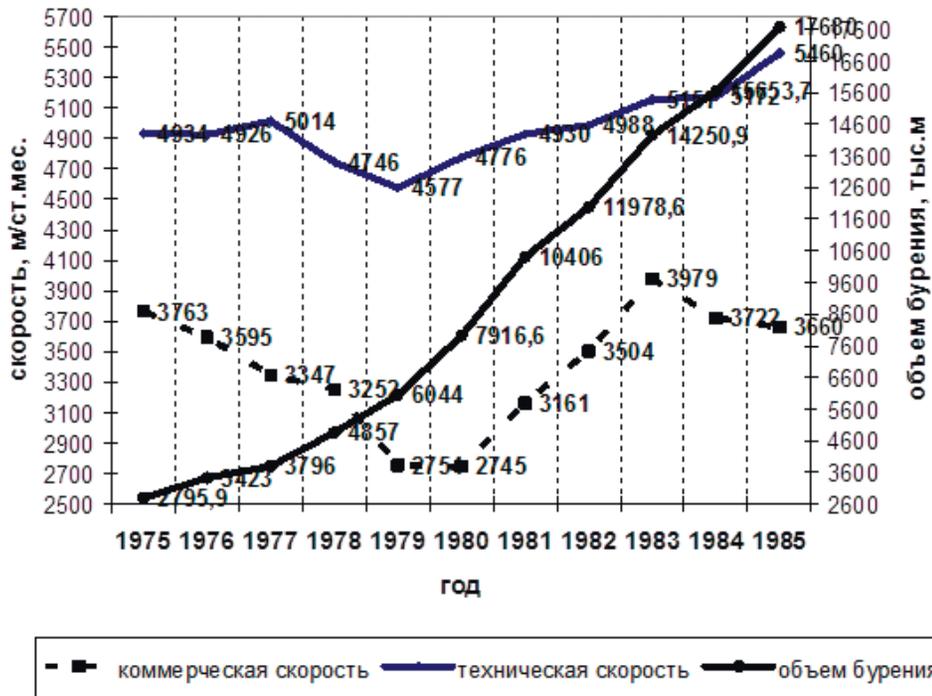


Рис. 3. Скорость и объём бурения скважин в Западной Сибири с 1975 по 1985 г.

- подвижный стабилизатор СП-24;
- шпindelь-отклонитель ШО1-195;
- управляемые отклонители для турбинного бурения ОУ-195 и ОУ-240;
- устройство для автоматизированного ориентирования отклонителя ОТО-195;
- шпindelь-стабилизатор ШС1-195;
- калибраторы (8КС-215.9СТ; 12К-215.9МС; 9КП-215.9МС; 10КС-215.9СТК; 9КИ-215.9МСТ; 12КСИ-215.9СТК);
- центраторы (1-ЦД-214; 2-ЦД-214-МСТ);
- турбобуры (А7ПЗ-195; А7ГТШ1-195;ТСШ1М1-195;ТСШ1М2-195).

Из перечисленных технических средств широкое промышленное применение нашли шпindelь-отклонитель ШО1-195; турбобуры типа А7ПЗ-195 и А7ГТШ1-195; центраторы и калибраторы различных модификаций.

В целях увеличения ТЭП бурения скважин на интервале первого долбления ниже башмака кондуктора была внедрена совместная разработка ВНИИБТ и ПО «Куйбышевбурмаш» - долото диаметром 215,9 мм типа МЗГВ.

Комплекс разработанных и внедренных в производство технико-технологических решений позволил к 1979 г. изменить тенденцию снижения технической и коммерческой скоростей бурения скважин в целом по всем месторождениям Западной Сибири, а в 1984 году вывести указанные показатели строительства скважин на уровень, превышающий показатели середины 70-х годов (рис. 3).

При создании технологии и комплекса специального инструмента и оборудования для бурения экспериментальных и опорно-технологических кустовых скважин были решены следующие основные задачи:

- создана методико-математическая основа технологии бурения наклонных скважин с большим смещением забоя;
- разработан комплекс специального инструмента для направленного искривления ствола скважины;

- разработаны устройства для проводки тангенциальных и слабо искривленных интервалов профиля скважины;

- разработаны приборы и устройства для ориентирования отклоняющего инструмента и контроля за траекторией бурения.

В рамках программы создания технологии и технических средств для бурения наклонных скважин в условиях Западной Сибири были созданы базовые рецептуры бурового раствора, обеспечивающие устойчивость и очистку наклонного ствола.

Параллельно с созданием технологии строительства кустовых скважин осуществлялась конструкторская разработка бурового оборудования и инструмента, технические характеристики которых учитывали технологию наклонного бурения, а также

горно-геологические и географические особенности региона.

Таким образом, задача создания новой технологии, а также комплекса технических средств для её реализации и разработка на этой основе ПСД для строительства эксплуатационных скважин промышленным методом на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири была решена 50 лет назад учеными и инженерами ВНИИБТ.

Руководство научными исследованиями и конструкторскими работами в области наклонного бурения скважин турбинным способом в разное время осуществляли ученые ВНИИБТ: Ю.С. Васильев, А.М. Григорян, М.Т. Гусман, Г.А. Шетлер, А.С. Бронзов, А.Г. Калинин, Р.А. Иоаннесян, Я.А. Гельфгат.

В области разработки кустового способа строительства скважин следует отметить технологические и конструкторские разработки Ю.С. Васильева, А.Г. Калинина, А.С. Бронзова, М.С. Онищенко, В.Ф. Мочалова, Л.А. Торшина. В проводке первых наклонных скважин непосредственно на месторождении принимали участие специалисты ВНИИБТ И.Г. Архипов, В.В. Безумов, А.Г. Калинин, В.А. Доценко, М.С. Онищенко, В.А. Голов, В.К. Панченко, А.В. Соловьев.

Руководителями и организаторами работ по внедрению технологии кустового способа бурения в Западной Сибири являются бывший министр нефтяной промышленности В.Д. Шашин, начальник ПО «Главтюменьнефтегаз» В.И. Муравленко, заместитель начальника ПО «Главтюменьнефтегаз» М.Н. Сафиуллин, начальник УБР А.Н. Филимонов и др.

Большой вклад в развитие кустового способа строительства скважин внесли буровые мастера Г.М. Левин, М.И. Сергеев, В.М. Агафонов, Г.К. Петров, А.Д. Шакшин, С.Ф. Ягафаров, Р.Х. Алляров и др., а также специалисты

М.О. Крист, А.Н. Воевода и многие другие инженеры, техники и рабочие ПО «Главтюменьнефтегаз», чей творческий труд сделал нашу страну мировым лидером нефтегазодобычи.

УДК 622.276.53.054.23: 621.67-83

Интеллектуализация добычи нефти из многопластовых месторождений

В.А. Лушпеев - канд. техн. наук; Л.М. Кочетков - доктор техн. наук
(ФГБОУ ВПО Тюменский государственный нефтегазовый университет, филиал в г. Сургут)
С.Н. Бастриков - доктор техн. наук
(ОАО «СибНИИИМП»)

Эксплуатация многопластовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) в настоящее время является стандартной практикой для большинства нефтяных компаний. В многопластовые объекты объединяются пласты со схожими геолого-физическими свойствами, в этом случае эксплуатация ведется одним фильтром. Часто имеет место приобщение пластов к уже разрабатываемым объектам, при этом свойства пластов, как правило, различаются, и требуется применение систем одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ).

Для условий Западной Сибири однонасосные конструкции компоновок одновременно-раздельной эксплуатации с разобщающими пакерами и различными запорными устройствами для отсечения пластов (электромагнитные, электромеханические и гидравлические клапаны-регуляторы) в большинстве случаев являются наиболее предпочтительными [1, 2]. Это связано с активным вводом в разработку пластов группы ЮС. Разработка юрских отложений, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти, ранее считалась нерентабельной. Бурение отдельной сетки скважин на эти малопродуктивные и глубокозалегающие пласты в современных экономических условиях действительно малоприбыльно, однако при совмещении сеток скважин с существующими сетками вышележащих пластов и применение систем одновременно-раздельной эксплуатации позволяет перевести запасы юрских пластов в разряд рентабельных.

Использование однонасосных систем ОРЭ с устройствами для регулирования депрессии и отсечения пластов позволяет сократить затраты на бурение скважин и увеличить конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) по сравнению с последовательной разработкой пластов.

Для эффективной эксплуатации многопластовых объектов необходимы промыслово-геофизические данные, полученные в процессе разработки пластов. Этому требуют и контрольные органы, регламентирующие и контролирующие выработку запасов по каждому из совместно эксплуатируемых пластов.

Эффективным инструментом контроля выработки запасов являются термодинамические исследования скважин, которые позволяют решать такие задачи как качественное и надежное определение работающих интервалов многопластового объекта, объемный вклад в общую работу скважины каждого пласта в отдельности, пластовое давление и температуру. Барометрия позволяет определить фильтрационные характеристики эксплуатируемых пластов, такие как проницаемость, гидропроводность, скин-фактор и другие параметры. В совокупности результаты комплексных термогидродинамических исследований можно использовать для установления оптимального технологического режима работы скважин, контроля и регулирования процесса разработки месторождения, планирования геолого-технологических мероприятий.

Использование компоновок для ОРЭ даёт возможность создания раздельной депрессии на каждый пласт, вплоть до полного отсечения одного из пластов, что позволяет вести раздельный учет продукции по одновременно работающим пластам. При этом выполняется обязательное требование правил разработки нефтегазовых месторождений. Если компоновки ОРЭ оснастить многодатчиковой системой регистрации пластовых параметров, то кроме раздельного учета добываемой продукции, можно в режиме реального времени осуществлять мониторинг работы внутрискважинного оборудования, состояния призабойной зоны пласта (ПЗП), а также наблюдать за работой пластов при создании на них различных депрессий. Последний факт очень важен с точки зрения создания оптимальной депрессии на каждый пласт при их совместной работе. Вклад каждого пласта в общую работу скважины, согласно линейного закона фильтрации Дарси, прямо пропорционален проницаемости пластов, созданной на каждый пласт депрессии и обратно пропорционален вязкости фильтрующейся жидкости. Проницаемость ПЗП величина, незначительно изменяющаяся во времени, и, при правильном подходе, контролируемая и регулируемая. Депрессия, создаваемая на каждый

из одновременно эксплуатируемых пластов, оказывает наибольшее влияние на дебит скважин и продуктивность каждого из пластов. Кроме того депрессию на пласт, при наличии качественной информации об их совместной работе, можно подобрать и установить ее оптимальное значение.

Для получения информации о каждом работающем пласте необходимо разместить датчики давления и температуры у кровли пластов и в зумпфе скважины [3]. Схема компоновки для проведения исследований при ОРЭ показана на рис. 1.

Применение данной конструкции позволяет эксплуатировать скважины, вскрывающие три и более пласта.

Скважины, оснащенные описанной компоновкой, являются полностью автоматизированными, поскольку при определенных настройках станции управления возможно обеспечение закрытия клапанов с необходимой регулярностью и фиксацией отдельных параметров работы пластов в автоматическом режиме. Данная схема является универсальной и позволяет контролировать и регулировать создаваемую на пласты депрессию.

Исследования скважин, оборудованных данной компоновкой, проводятся без подъема глубинного оборудования, что позволяет существенно снизить временные и финансовые затраты.

Под каждым клапаном расположены хвостовики с манотермометрами для регистрации давления и температуры, которые являются индикаторами закрытия и открытия клапанов. При закрытии клапанов осуществляется запись кривой восстановления давления (КВД), причем достаточно качественной, т.к. исключается влияние ствола скважины, усложняющее интерпретацию данных.

Таким образом, для исследований в скважинах с ОРЭ создаются благоприятные условия: стационарный режим, мгновенные включения и отключения пластов, регулярность проведения исследований. Конструкции ОРЭ позволяют решать одновременно две задачи: замер дебита и обводнённости открытого пласта и термогидродинамические исследования (ТГДИ) закрытого пласта. Требуемая регулярность определения раздельного дебита пластов позволяет регулярно и более качественно проводить ТГДИ, что практически невыполнимо в обычных однопластовых скважинах.

Принцип работы датчиков схож с принципом работы термоманометрической системы (ТМС) УЭЦН. Информация по геофизическому кабелю передается на станцию управления, откуда посредством телемеханики на автоматизированное рабочее место (АРМ) геолога, технолога или другого специалиста. Это позволяет отнести скважины, оборудованные описанной компоновкой, к разряду интеллектуальных.

Комплексный анализ всех видов исследований дает информацию о динамике пластового давления по объектам, площадном распределении фильтрационных свойств, динамике скин-фактора скважин, взаимном влиянии скважин, характере выработки пласта. Результаты, получаемые при регулярном проведении термогидродинамических исследований на установившихся и неустановившихся режимах необходимо использовать для обоснования оптимального комплекса геолого-технологических мероприятий (ГТМ), а также их планирования и оценки. Оптимизация процесса добычи, закачки и регулирования этих параметров может

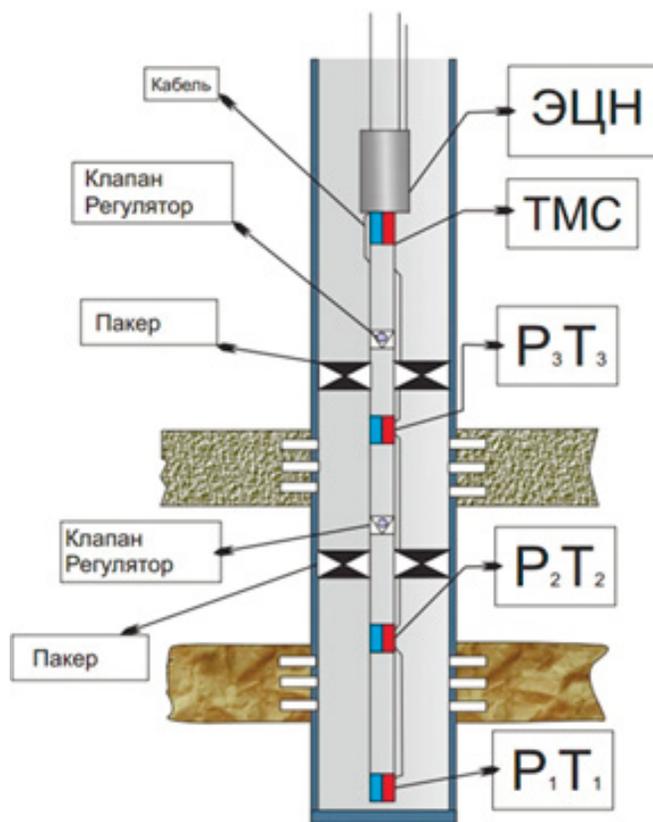


Рис. 1 Компоновка ОРЭ с одним ЭЦН и возможностью отсечения любого пласта для проведения исследований.

осуществляться в автоматическом режиме в зависимости от результатов исследований скважин оборудованных системами ОРЭ. Внедрение подобных систем позволит создать интеллектуальное многопластовое месторождение. Схематически процесс сбора и анализа информации показан на рис. 2.

Разработана методика интеллектуализации добычи нефти из многопластовых месторождений с применением систем одновременно-раздельной эксплуатации. Информация, полученная с применением описанных систем, позволит планировать ГТМ, контролировать процесс добычи и закачки по пластам, регулировать и оптимизировать процесс разработки многопластового месторождения.

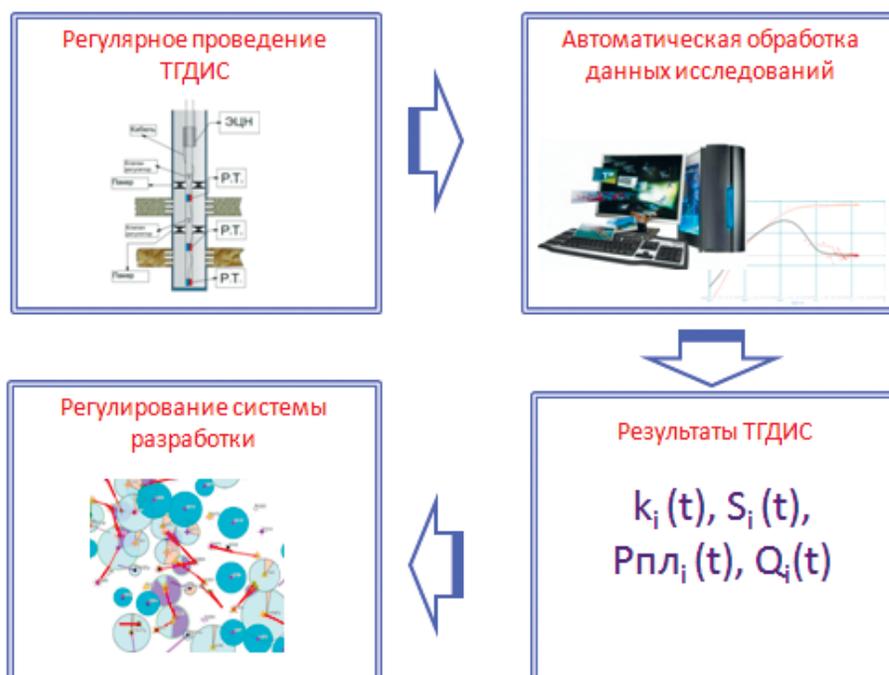


Рис. 2. Схема анализа данных работы интеллектуальных скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лушпеев В.А., Цику Ю.К., Федоров В.Н. Технологии добычи нефти из возвратных объектов разработки (на примере ОАО "Сургутнефтегаз") // Нефтегазовое дело. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2014. – том 12. – №3. – с. 49-53.
2. Лушпеев В.А., Цику Ю.К. Мониторинг работы скважин, оборудованных системами одновременно-раздельной эксплуатации, термогидродинамическими методами // Инженерная практика. – М.: РГУ Нефти и газа, 2015. – №2. – с. 48-54.
3. Федоров В.Н., Мешков В.М., Лушпеев В.А. Технология термогидродинамических исследований многопластовых объектов. // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2006. – №4. с. 80-82.

REFERENCES

1. Lushpeev V.A., Ciku Ju.K., Fedorov V.N. Oil recovery technology from returned production objects (case story of JSC "Surgutneftegaz") // Neftegazovoe delo. – Ufa; Ufa state oil technical university, 2014. – v.12. – #3. – p. 49-53.
2. Lushpeev V.A., Ciku Ju.K. Monitoring of dual completion wells of thermo-hydrodynamic method // Inzhenernaja praktika. – M.: RGU Nefti i gaza, 2015. – #2. – p. 48-54
3. Fedorov V.N., Meshkov V.M., Lushpeev V.A. Multilayer productive formations: thermo-hydrodynamic investigation method. // Neftjanoe hozjajstvo. – M.: CJSC Izdatel'stvo «Neftjanoe hozjajstvo», 2006. – #4. p. 80-82.

Анализ условий образования гидратов на месторождениях Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции

А.Ф. Федорова – канд. техн. наук, в.н.с.; Л.П. Калачева – канд. хим. наук, с.н.с.; Е.Ю. Шиц – канд. техн. наук, доцент; И.И. Рожин – канд.ф.-м. наук, доцент
(Институт проблем нефти и газа СО РАН)

На территории Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции (НГП) открыто 9 газовых и газоконденсатных месторождений с залежами свободного газа на глубинах от 1 км до 4 км. Наиболее крупные из них Средневилюйское, Среднетюнгское, Соболюх-Неджелинское и Толонское [1]. Суровые климатические условия Якутии способствуют возникновению трудностей технического и технологического характера при разработке и эксплуатации указанных месторождений. Серьезным затруднением при эксплуатации скважин является гидратообразование. В связи с этим, целью работы является анализ условий образования гидратов на месторождениях Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции и выявление характерных закономерностей в составе и структуре образующихся гидратов.

В основе проведенных исследований лежит электронная база данных по пластовым условиям залегания и компонентному составу для более чем 200 скважин 20 месторождений нефти и газа Якутии, созданная в лаборатории техногенных газовых гидратов ИПНГ СО РАН.

Месторождения Лено-Вилюйской НГП характеризуются высокими пластовыми температурами до 78 °С и давлениями до 408 атм (табл. 1). В составе пластового газа преобладает метан. По классификации природных газов

В.И. Старосельского, которая основана на требованиях промышленности по минимальной концентрации компонентов, являющихся ценным химическим сырьем [2], состав всех газов месторождений Лено-Вилюйской НГП выражается индексом "M4Э2Т1У1А1". Это означает, что газ содержит метана более 90%, этана от 3% до 6%, тяжелых углеводородов менее 5%, углекислого газа менее 3%, азота менее 3%.

По компонентному составу пластового газа месторождений (табл. 1) проведен расчет равновесных условий образования гидратов по методике Слоана [3].

На рис. 1 сплошными кривыми изображены полученные термобарические условия гидратообразования, точки пересечения штриховых прямых соответствуют пластовым

Таблица 1. Пластовые условия и химический состав газа месторождений Лено-Вилюйской НГП.

Месторождение	Средневилюйское	Толонское	Среднетюнгское	Соболюх-Неджелинское
Пластовая температура, °С	53-55	53-60	58-77	72-78
Пластовое давление, атм.	227-255	227-255	275-383	398-408
Компонент	Содержание в пластовом газе, % об.			
Метан	90,2-90,8	90,1-91,4	81,4-91,2	91,0-92,0
Этан	5,4-5,6	4,1-5,4	4,4-4,9	3,7-4,0
Пропан	1,8-2,2	1,7-1,9	1,6-2,0	1,3-1,8
Изо-бутан, н-бутан	0,6-1,1	0,5-0,7	0,5-0,8	0,5-0,7
Пентаны	1,2-1,5	1,2-1,4	1,1-1,5	1,2-1,5
Азот	0,2-0,4	0,8-1,4	0,8-1,0	0,7-0,9
Диоксид углерода	0,1-0,2	0,1-0,4	0,1-0,2	0,3-0,4

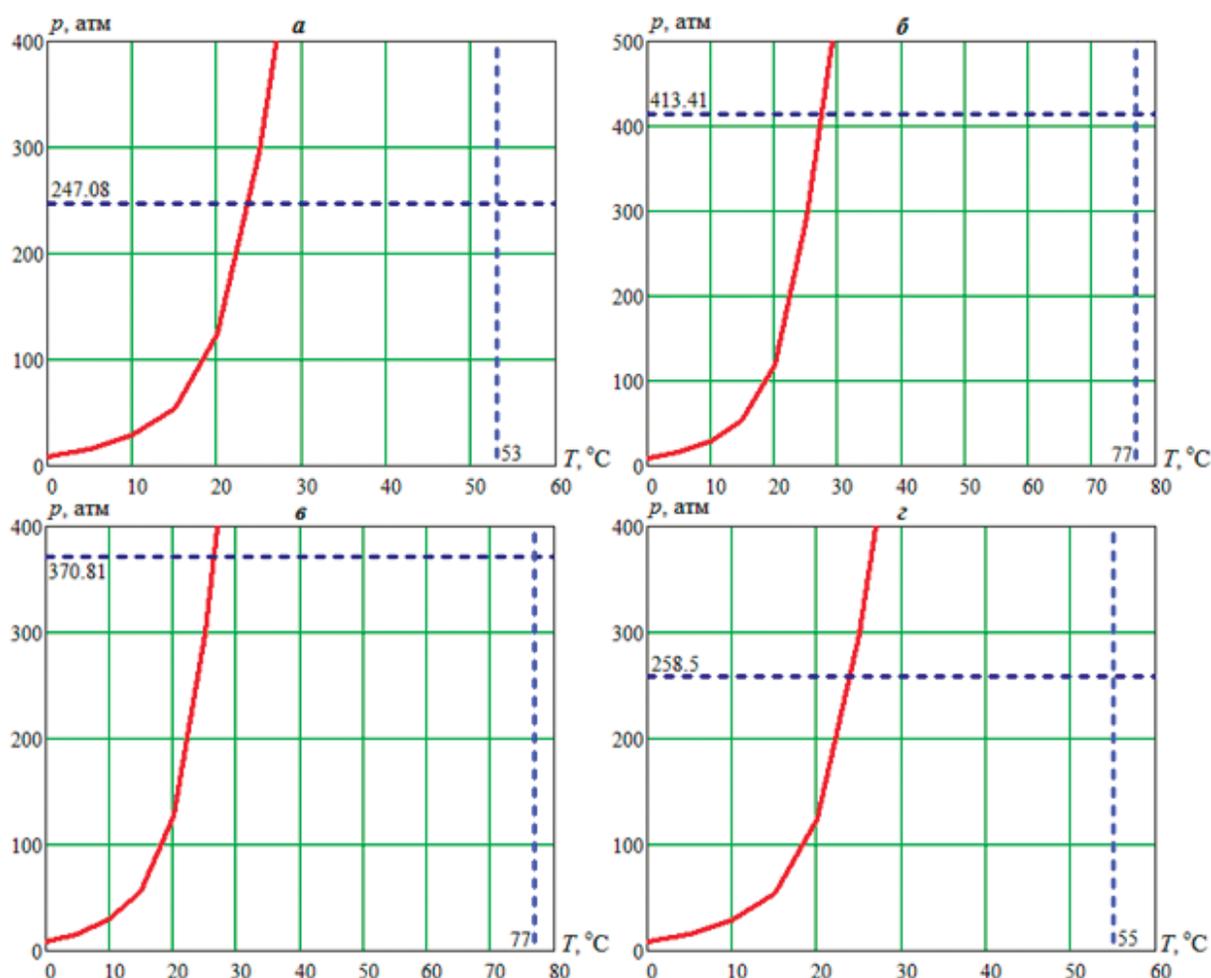


Рис. 1. Равновесные условия гидратообразования пластового газа месторождений Лено-Виллюйской НГП: а - Средневиллюйское, б - Соболах-Неджелинское, в - Среднетюнгское, з - Толонское.

условиям месторождений. Как показывают расчеты в условиях залегания месторождений Лено-Виллюйской НГП, которые характеризуются высокими пластовыми температурами и давлениями, гидратообразование невозможно, т.к. пластовые условия находятся вне области гидратообразования.

Однако, при разработке и эксплуатации месторождений в условиях низких климатических температур вследствие изменения термобарических условий могут образовываться техногенные гидраты в системах добычи газа: в призабойной зоне, в стволе скважины, в шлейфах и внутрипромысловых коллекторах, в системах промышленной и заводской подготовки газа, а также в магистральных газотранспортных системах [4]. Поэтому были проведены расчеты равновесного давления гидратообразования при отрицательных температурах. Видно, что кривые фазового равновесия для всех четырех месторождений (рис. 2) практически совпадают из-за того, что компонентные составы газов отличаются незначительно. Установлено, что с понижением температуры равновесное давление гидратообразования уменьшается, так процесс гидратообразования при $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ становится возможным при атмосферном давлении. Наименьшие значения равновесного давления гидратообразования получены для газа Средневиллюйского месторождения, который

характеризуется высоким содержанием этана, пропана, бутанов и низким содержанием азота и диоксида углерода по сравнению с газами других исследованных месторождений.

Состав гидратов природных газов Средневиллюйского, Соболах-Неджелинского, Среднетюнгского, Толонского ГКМ в зависимости от температуры был рассчитан по методике Д. Слоана с использованием программы PhaseEqCsmhyd [3]. Установлено, что при определенных термобарических условиях природные газы всех исследованных месторождений образуют гидраты кубической структуры II (КС-II), элементарные ячейки которых построены из 136 молекул воды. Ячейка содержит 16 малых и 8 больших полостей, размеры которых составляют 0,391 и 0,473 нм, соответственно [5]. Значения степени заполнения малых полостей гидратов составляют от 0,68 до 0,77, в зависимости от условий гидратообразования, так как только часть малых полостей гидрата заполнена молекулами метана. Большие полости гидрата заполняются более крупными молекулами углеводородов-гидратообразователей (этан, пропан, изобутан, н-бутан), поэтому степень заполнения больших полостей практически равна единице. В качестве примера в таблице 2 представлен состав гидратов природного газа Средневиллюйского ГКМ. На основании

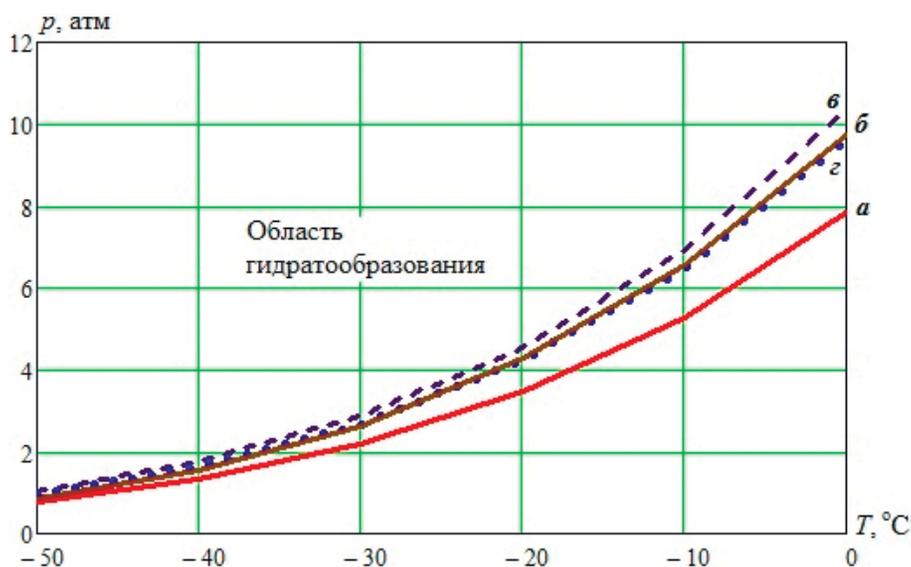


Рис. 2. Термобарические условия техногенного гидратообразования природного газаместорождений Лено-Виллюйской НГП: *a* - Средневиллюйское, *б* - Соболюх-Неджелиинское, *в* - Среднетюнское, *з* - Толонское.

проведенных расчетов состава гидратов, образуемых природными газами месторождений Лено-Виллюйской НГП, установлено, что основными гидратообразующими компонентами природного газа являются изобутан, пропан и н-бутан, т.е. в первую очередь в гидрат из природного газа переходят изобутан и пропан. Концентрирование н-бутана в меньшей степени можно объяснить стерическим фактором, то есть большим ван-дер-ваальсовым размером молекулы н-бутана по сравнению с размерами других гидратообразующих молекул [6]. Пентаны не включаются в состав гидратов, так как ван-дер-ваальсовый размер их молекул больше размера свободных полостей гидрата структуры КС-II [6].

Анализ состава газа в гидратах, то есть отношения содержания компонентов в гидрате к содержанию компонентов в природном газе, показал, что при образовании гидратов природного газа, как и в случае других многокомпонентных газовых систем [7],

происходит перераспределение компонентов исходной газовой смеси. При образовании гидратов природного газа смешанный гидрат обогащается компонентами, простые гидраты которых характеризуются минимальными значениями давления диссоциации $P_{дис}$ (табл. 2) [8]. Чем меньше давление диссоциации $P_{дис}$ простого гидрата данного компонента смеси, тем больше его концентрация в клатратной фазе.

Установлено, что с понижением температуры гидратообразования степень концентрирования пропана и изобутана еще больше в твердой фазе, а метана, этана и н-бутана снижается (табл. 2). При низких температурах в твердой фазе преимущественно концентрируются те компоненты природного газа, которые образуют гидраты при более низком равновесном давлении, чем исходный газ.

Таким образом, анализ термодинамических условий образования гидратов на Средневиллюйском, Соболюх-Неджелиинском, Среднетюнском, Толонском месторождениях Лено-Виллюйской нефтегазоносной провинции показал, что пластовые условия залегания этих месторождений исключают гидратообразование в продуктивных пластах. Однако в процессе разработки и эксплуатации месторождений в условиях низких температур возможно образование техногенных гидратов, причем при температуре $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ гидратообразование возможно при атмосферном давлении. Полученные результаты по условиям и составу образующихся гидратов можно использовать для оценки возможного гидратообразования, а также для выбора методов борьбы с техногенными гидратами.

Таблица 2. Состав техногенных гидратов природного газа Средневиллюйского ГКМ.

Компоненты	Содержание, %				Содержание в гидрате/ содержание в природном газе	Давление диссоциации, атм.	
	Природный газ	Гидраты		$T = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$			$T = -50\text{ }^{\circ}\text{C}$
		$T = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$	$T = -50\text{ }^{\circ}\text{C}$				
$i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	0,102	3,21	4,67	31,47	45,78	1,15	
C_3H_8	1,207	25,69	32,6	21,28	27,01	1,32	
$n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	0,119	0,36	0,27	3,03	2,27	1,50	
C_2H_6	5,235	5,66	2,62	1,08	0,5	3,45	
CH_4	92,65	64,04	59,8	0,69	0,65	24,77	

ЛИТЕРАТУРА

1. Арчegov В.Б., Степанов В.А. История нефтегазогеологических работ на территории Сибирской платформы и сопредельных структур // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. - 4. - http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2009.pdf.
2. Природный газ. Метан: Справ. / С.Ю. Пирогов, Л.А. Акулов, М.В. Ведерников и др. - СПб.: НПО «Профессионал», - 2006. - 848 с.
3. Sloan E.D. Clathrate hydrates of natural gases: Third Edition / E. Dendy Sloan, Carolyn A. Koh. - CRC Press, 2007. - 721 p.
4. Кузнецов Ф.А., Истомин В.А., Родионова Т.В. Газовые гидраты: исторический экскурс, современное состояние, перспективы исследований // Российский химический журнал, 2003. - т. XLVII. - №3.- с. 5-18.
5. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях - М.: Недра, 1992. - 236 с.
6. Крамер Ф. Соединения включения. М.: Изд-во иностранная литература, 1958. - 172 с.
7. Нестехиометрические соединения. Под ред. Л. Манделькорна. - М.: Химия, 1971. - 608 с.
8. Бык С.Ш., Макогон Ю.Ф., Фомина В.И. Газовые гидраты. - М.: Химия, 1980. - 296 с.

REFERENCES

1. Archegov V.B., Stepanov V.A. Oil and gas works history on Siberian platform and adjacent areas // Neftgazovaja geologija. Teorijai i praktika. - 2009. - 4. - http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2009.pdf
2. Natural gas. Methane. Reference book / S.Ju. Pirogov, L.A. Akulov, M.V. Vedernikov et al.- SPb.: NPO Professional, - 2006. - 848 p.
3. Sloan E.D. Clathrate hydrates of natural gases: Third Edition / E. Dendy Sloan, Carolyn A. Koh. - CRC Press, 2007. - 721 p.
4. Kuznecov F.A., Istomin V.A., Rodionova T.V. Gas hydrates: historical journey, actual status and perspectives // Russian chemical journal 2003.-v. XLVII. - #3.- p. 5-18.
5. Istomin V.A. Gas hydrates under natural conditions / V.A. Istomin, V.S. Jakushev - M.: Nedra, 1992. - p.236.
6. Kramer F. Inclusion compound M.: Izd-vo inostrannaja literatura, 1958. - 172 p.
7. Nonstoichiometric compounds / Under the editorship of L. Mandel'korn M.: Chemistry, 1971. - 608 p.
8. Byk S.Sh. Gas hydrates / S. Sh. Byk, Ju.F. Makogon, V.I. Fomina. - M.: Chemistry, 1980. - 296 p.

УДК 622.245.422

Разработка седиментационно-устойчивых тампонажных составов для крепления скважин с наклонными и горизонтальными участками

Н.И. Николаев – доктор техн. наук, профессор; Е.В. Кожевников – аспирант;
А.С. Силоян – студент; Р.Р. Агишев – студент

Решающим фактором, влияющим на качество цементирования скважин с наклонными и горизонтальными участками, является седиментационная устойчивость тампонажного раствора. Наличие водоотделения обуславливает возникновение заколонных перетоков вследствие образования каналов в цементном камне под «висячей» стенкой скважины. Для достижения высокой седиментационной устойчивости тампонажные растворы стабилизируют посредством ввода различных реагентов. В зависимости от вида действия добавок выделяют

следующие механизмы стабилизации тампонажных растворов:

- электростатическая стабилизация;
- стабилизация уменьшением размера частиц сухого цемента;
- стерическая стабилизация;
- вытеснительная стабилизация.

Электростатическая стабилизация основана на взаимодействии частиц цемента между собой и присутствует в коллоидных системах всегда. Для повышения

её влияния на седиментационную устойчивость в растворы добавляют электролиты (соли). Недостатком данного способа является быстрое загустевание раствора и, как следствие, снижение прокачиваемости.

Стабилизация уменьшением размера частиц вяжущего материала (использование микроцементов) обусловлена низкой скоростью оседания цемента и сравнительно высокой степенью их электростатического взаимодействия. Высокая стоимость микроцементов, а также возникновение внутренних напряжений в камне, сопровождающееся снижением его прочности являются основными недостатками применения тонкомолотых минеральных вяжущих.

Как стерическая, так и вытеснительная стабилизации основаны на применении полимеров и являются наиболее распространенными методами. Ввод стабилизирующих добавок в первом случае способствует адсорбции полимера на зернах цемента, увеличению их диаметров и снижению общей плотности, а также связыванию части свободной воды. При вытеснительной стабилизации происходит повышение вязкости воды затворения, что приводит к снижению скорости оседания частиц.

Лабораторные исследования и обзор литературных источников показывают [1], что на сегодняшний день наиболее эффективными добавками к тампонажным цементам являются полимеры, обладающие вытеснительной природой стабилизации, например такие, как гидроксипропилцеллюлоза (ГЭЦ).

Авторами были проведены исследования влияния добавки гидроксипропилцеллюлозы марки 400 производства ЗАО «Полицелл» на седиментационную устойчивость тампонажного раствора в зависимости от пространственного положения модели ствола скважины. Модель выполнена из прозрачного цилиндра с герметичными пробками на торцах и может располагаться как вертикально, так и горизонтально. Установлено, что при концентрации ГЭЦ более 0,2 % водоотделение у тампонажного раствора в вертикальном цилиндре отсутствует. Однако при размещении раствора в горизонтальной модели скважины отделение воды наблюдается даже при увеличении концентрации реагента (табл. 1).

Горизонтальное расположение модели скважины способствует ускоренному оседанию частиц цемента (эффекта Бойкотта), в результате чего в верхней части формируется пленка воды. Низкая прочность тиксотропной структуры цементного раствора также

приводит к водоотделению вследствие слабого взаимодействия между зернами цемента, так как добавка полимера блокирует доступ свободной воды к частицам минерального вяжущего, замедляя его гидратацию и снижая образование коагуляционных связей.

Методикой исследования предусматривается перемешивание цементного раствора в консистометре в течение 60 минут с последующей заливкой в стеклянный цилиндр и установкой его в горизонтальном положении. Далее проводится визуальное наблюдение за образованием канала жидкости затворения, а через 90 минут отбор отстоявшейся воды и измерение её объёма.

Для снижения водоотделения в условия горизонтальных и наклонных участков скважин необходимо чтобы раствор образовывал тиксотропную структуру сразу после его закачки в затрубное пространство. В связи с этим авторами проведены сравнительные исследования влияния различных структурообразующих добавок на свойства цементного раствора. Базовый состав содержит: портландцемент ПЦТ I-50, суперпластификатор С-3 – 1,3% и ГЭЦ 400 – 0,2%. Результаты исследования тампонажных растворов с добавками структурообразующих реагентов представлены в табл. 2.

Результаты исследований показывают, что введение солей в базовый состав снижает водоотделение цементного раствора, но приводит к существенному его загущению. При добавке солей, в результате их электролитического действия, на цементных зернах происходит образование ионных оболочек, снижающих свободный поверхностный потенциал, что приводит к коагуляции частиц цемента, образованию крупных агрегатов и частичному связыванию свободной воды. Следует отметить, что данные явления протекают сразу после начала затворения и приводят к снижению растекаемости раствора. Наличие полимера и пластификатора также снижает дальнейшую растворимость вяжущего и замедляет образование коагуляционных связей.

Положительное действие добавки глиноземистого цемента ГЦ 40 на седиментационную устойчивость тампонажного раствора обусловлено ускоренной гидратацией его минералов и, как следствие, созданием достаточно прочной тиксотропной структуры. Растворение алюминатов и их гидратация происходит в короткие сроки даже при наличии в растворе пластификатора и полимера, в результате чего зерна портландцемента находятся в инкубационном периоде, кристаллизация гидратов алюмината кальция происходит на их поверхности. Ввиду невысокой прочности образующихся оболочек, состоящих преимущественно из трёхкальциевых гидроалюминатов, раствор остается достаточно подвижным, при этом седиментационная устойчивость повышается и водоотделение снижается до нуля.

В результате проведенных исследований был разработан тампонажный состав для крепления скважин с наклонными и горизонтальными участками, содержащий в качестве вяжущего смесь портландцемента ПЦТ I-50 и глиноземистого цемента ГЦ 40

Таблица 1. Влияние добавки-стабилизатора на растекаемость и седиментационную устойчивость тампонажного состава.

№ п/п	Концентрация ГЭЦ 400, %	Растекаемость, мм	Наличие водоотделения в вертикальном цилиндре	Наличие водоотделения в горизонтальном цилиндре
1	-	250	Да	Да
2	0,1	230	Да	Да
3	0,2	220	Нет	Да
4	0,3	190	Нет	Да

Таблица 2. Свойства тампонажных растворов со структурообразующими добавками (температура 30 °С).

№	Добавка	Количество, %	Растекаемость, мм	Время загустевания до 30 Вс	Объем отделившейся воды, мл
1	-	-	250	450	4,5
2	CaCl ₂	2 3	215 205	360 310	1,8 0,9
3	NaNO ₃	2 3	220 225	400 370	1,7 1,1
4	FeSO ₄ ·(NH ₄) ₂ SO ₄	0,2 0,4 1	220 200 180	420 380 320	2,5 1,8 1,0
5	Al ₂ (SO ₄) ₃	0,2 0,4	210 195	320 300	1,2 1,1
6	Al ₂ (OH) _n Cl ₆	0,4 0,8	215 190	370 340	2,0 1,4
7	KCr(SO ₄) ₂	0,4 0,8	220 195	380 330	1,7 1,2
8	Na ₂ O(SiO ₂) _n	3	190	350	1,6
9	CaSO ₄ ·0,5H ₂ O	3	210	320	1,2
10	Глиноземистый цемент ГЦ 40	5 10 15 20	220 225 225 230	320 250 200 160	1,3 0,5 0,1 0

в соотношении 80:20, с добавками суперпластификатора С-3 – 1,3% и ГЭЦ 400 – 0,2%. Начальная консистенция раствора составляет 10 единиц и достигает 30 Вс через 160 минут, что полностью удовлетворяет условию его прокачиваемости. Полученный тампонажный камень обладает следующими физико-механическими свойствами:

прочностью на изгиб – 4,7 МПа, на сжатие – 13,0 МПа, адгезией к стальной поверхности – 1,6 МПа, расширением – 0,3%. Полученные характеристики соответствуют требованиям ГОСТ 1581-96, что указывает на возможность применения данного состава на практике.

ЛИТЕРАТУРА

1. Николаев Н.И., Кожевников Е.В. Повышение качества крепления скважин с горизонтальными участками // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, – 2014. – №11. – с. 29-37.

REFERENCES

1. Nikolaev N.I., Kozhevnikov E.V. Cementing well with horizontal section: to upgrade the quality. // Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politehnicheskogo universiteta. Geologija. Neftgazovoe i gornoe delo. Perm': Permskij nacional'nyj issledovatel'skij politehnicheskij universitet, – 2014. – #11. – p. 29-37.

Моделирование глинистых пород с колломорфным кремнезёмом

Т.В. Арутюнов – аспирант, О.В. Савенок – доктор техн. наук, доцент
(Кубанский государственный технологический университет)

3D геолого-технологические модели всё шире используются при разработке нефтегазовых залежей [1]. Для построения такой модели необходимо использовать комплекс сведений: данные геофизических исследований скважин (ГИС), сейсморазведки, лабораторных исследований кернов и пластовых флюидов, гидродинамических исследований скважин и промысловой эксплуатации. Изучение микроструктур кернов в последнее время находит всё более широкое применение, что связано с потребностью получения информации о тонкой структуре и характеристиках горных пород. Сочетание методов исследования горных пород в диапазоне от массива до микроуровня позволяет получить объёмную и достоверную картину процессов, происходящих в породах-коллекторах.

Проблема моделирования сланцевых пород – ключевая в сланцевых разработках. Эта проблема имеет научный и прикладной аспекты:

- научный аспект связан с задачами теории образования сланцевых отложений и разработки научных основ создания новых технологий;

- прикладной аспект связан с комплексом задач разработки и эксплуатации месторождений.

Проблема моделирования сланцевых пород – задача многоуровневая и многофакторная, характеризуемая признаками:

- определённой степени изученности как суммы экспериментальных и теоретических проработок, представленных преимущественно работами по баженновской свите, формации Баккен и ряду других объектов [2-4];

- сланцевые горные породы в отличие от традиционных коллекторов находятся в стадии термодинамической неустойчивости – развития и незавершённости формирования как органического вещества, так и неорганической матрицы;

- сланцевые породы – материальные системы, существующие в широком диапазоне масштабов (от микроструктурного до геологического массива) и характеризующиеся неоднородностью, нечёткостью и неопределённостью свойств и характеристик;

- нерешённостью вопросов, связанных с природой сланцевой нефтеносности, прогнозированием запасов органического вещества и рядом других вопросов.

Необходимо указать на отличие задачи моделирования нетрадиционных (сланцевых) и традиционных коллекторов, состоящее в том, что в случае сланцевых коллекторов особенное значение имеет тонкий структурный уровень пород-коллекторов, где протекают активные физико-

химические взаимодействия, приводящие к формированию новых фаз и меняющие химический состав и морфологию сланцевых пород. Тонкий структурный уровень пород-коллекторов, на котором имеют место физико-химические взаимодействия, соответствует микроповерхностям раздела – масштаб поровой структуры горных пород.

В работе [5] указывается на то, что исследование поровой структуры сланцевых пород представляет собой актуальную задачу, обусловленную высокой изменчивостью и низкой степенью изученности отложений баженновской свиты. Показано, что: 1) к основным отличительным признакам глин относятся высокодисперсность, коллоидный и водный факторы; 2) глинистые породы – физико-химические системы с иерархическим строением структурных элементов, активно взаимодействующих друг с другом на всех уровнях.

Предпосылки создания модели:

- обобщение представлений и результатов исследований ведущих учёных Осипова В.И., Соколова В.Н., Румянцевой Н.А., Гольдберга В.М., Скворцова Н.П., Трофимова В.Т., Королёва В. А., Вознесенского Е.А. и других по проблеме глинистых грунтов;

- глины имеют иерархическое строение структурных элементов, причём на нижнем уровне основными элементами выступают коллоидные частицы;

- поровые промежутки между элементами организованы на нижнем уровне – коллоидными частицами, на следующем уровне – агрегатами первого уровня и далее агрегатами более высокого порядка (рис. 1);

- диаметры коллоидных частиц приняты одинаковыми и равными r_k , а диаметры агрегатов первого уровня – r_{a1} .

Определим размеры пор по типам в рассматриваемой модели. Радиус межколлоидной поры R_{mk} , образованной тремя соприкасающимися сферами с радиусом r_k (рис. 2):

$$R_{mk} = \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot r_k \quad (1)$$

Радиус межагрегатной поры R_a , образованной тремя соприкасающимися сферами с радиусом r_{a1} :

$$R_a = \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot r_{a1} \quad (2)$$

Соотношение радиусов межагрегатных и межколлоидных пор:

$$\alpha = \frac{R_a}{R_{mk}} = \frac{r_{a1}}{r_k} \quad (3)$$

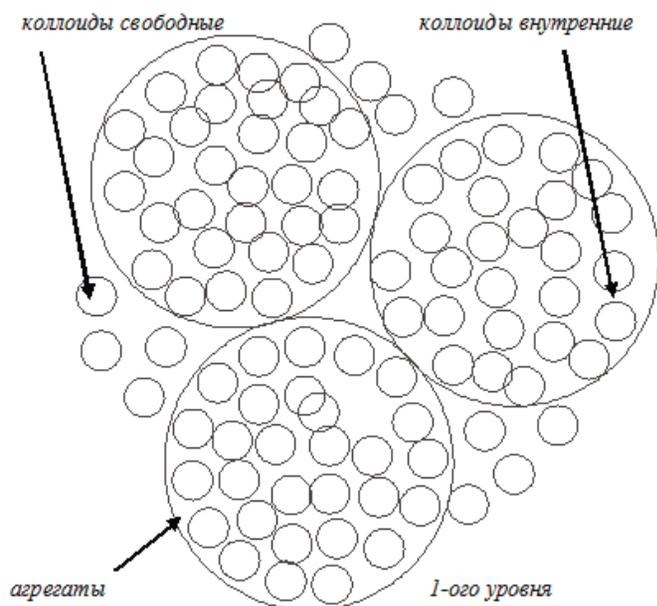


Рис. 1. Двухуровневая упаковочная модель глинистых элементов,

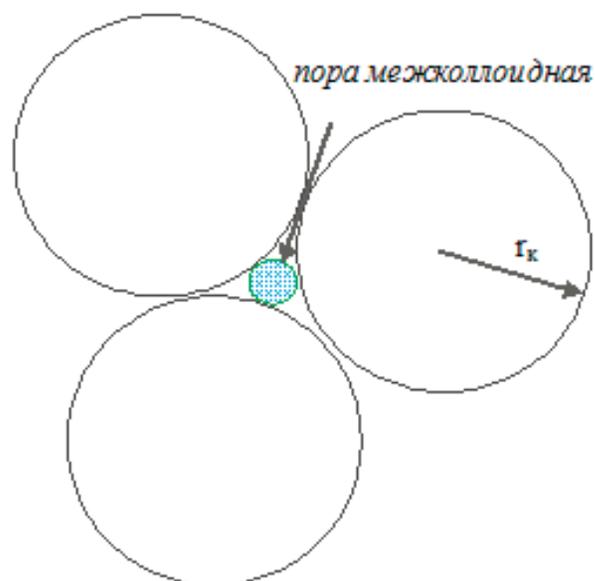


Рис. 2. Пора межколлоидная,

где α – безразмерный параметр, определяемый как соотношение размеров частиц разного уровня и пор соответствующего уровня.

Из выражения (3) следует, что соотношение размеров межагрегатных и межколлоидных пор соответствует соотношению размеров агрегатов и коллоидных частиц.

Таким образом, разработана геометрическая двухуровневая упаковочная модель глинистых элементов с системой аналитических расчётных методов, позволяющая выполнять оценки параметров поровой структуры пород и формировать физические интерпретации реальных глинистых систем с описанием их микроструктурных параметров – микрочастиц и агрегатов – в численном и объёмном выражении.

На следующем этапе изучения сланцевых пород можно исследовать предпосылки моделирования реальных систем, к которым относятся композиционные системы баженовской свиты (глинисто-кремнистые породы).

Следует отметить, что моделирование реальных сланцевых пород представляет собой сложную и малоизученную проблему.

Сложность проблемы изучения глинисто-кремнистых пород обусловлена группой факторов:

- нерешённостью задачи моделирования глинистых систем, относящихся к системам иерархического строения с многофакторным взаимодействием подсистем;
- наличием в системе коллоидных фаз разного состава и физико-химических характеристик, что создаёт трудности исследования таких систем из-за малости структурных элементов, и их крайне высокой способности к интенсивному взаимодействию как друг с другом, так и с другими компонентами (органического происхождения);
- динамическим характером сланцевых пород, в которых при катагенезе идут активные химические, физико-химические и структурные процессы;
- малой исследованностью кремнезёмной фракции в составе пород.

В работе [6] отмечается, что в глинистых породах природные резервуары возникают в процессе катагенеза, при котором происходят структурные и надструктурные перестройки минеральной матрицы породы с образованием пустот. Породы баженовской свиты отличаются повышенным содержанием органического вещества (от 5 до 20 % и более) и повышенным содержанием кремнезёма, и характеризуются пониженной плотностью (2,23-2,40 г/см³) по сравнению с ниже- и вышележащими толщами. Т.Т. Клубова считает, что в седиментогенезе имеет место образование микроблоков, покрытых пленкой сорбированного органического вещества.

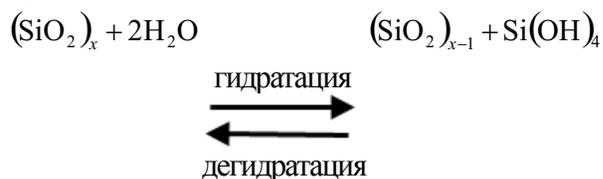
Важная роль при этом отводится коллоидному кремнезёму, который, обволакивая агрегаты глинистых минералов, формирует на их поверхности сложные комплексы с участием органического вещества и кремнезёма.

Рассмотрим некоторые принципиальные свойства кремнезёма [7].

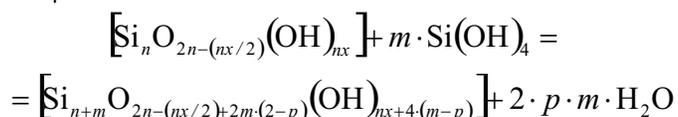
Основные термины:

- растворимый кремнезём Si(OH)_4 ;
- поликремневая кислота (олигомеры) – полимеры с молекулярными массами до 100 000, состоящие из высокогидратированного активного кремнезёма или плотных частиц;
- коллоидный кремнезём – полимеры с высокими молекулярными массами или из плотных частиц;
- золь кремнезёма – поликремневая кислота или коллоидный кремнезём.

Кремнезём активен в процессах гидратации и дегидратации, в которых активную роль играют ионы гидроксидов:



Мономеры кремнезёма в растворе способны к быстрой полимеризации с образованием пространственных цепей и агрегатов:



Модификации кремнезёма, образующиеся при высоких температурах и давлениях:

Модификации	Область термодинамической устойчивости	
	температура, °С	давление, кбар
Китит	400-500	0,8-1,3
Коэзит	от 300 до 1700	от 15 до 40
Стишовит	1200-1400	160

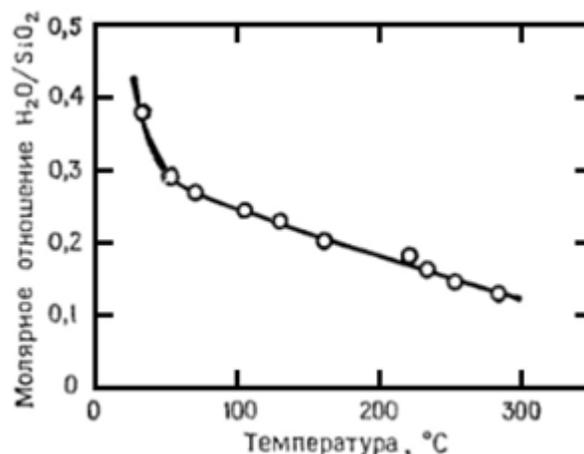


Рис. 3 График зависимости молярного соотношения воды к SiO₂ при повышенной температуре,

На рис. 3 представлен график зависимости молярного соотношения воды к SiO₂ при повышенной температуре. Из этой зависимости видно, что вода удерживается в составе кремнезёма и при повышенных температурах.

Кремнезём способен к активному растворению в средах с разным pH (рис. 4).

Представленные данные характеризуют кремнезём как высокоактивную систему, состояние которой меняется в зависимости от среды и контактирующих фаз.

С использованием ранее описанных моделей (геометрической двухуровневой упаковочной модели глинистых элементов), данных по свойствам кремнезёма, а также данных работ разных авторов по сланцевым породам составлена композиционная модель глинисто-кремнистых сланцевых пород (рис. 5).

В соответствии с композиционной моделью глинисто-кремнистых сланцевых пород агрегаты покрыты кремнезёмными оболочками, что создаёт предпосылки для активного катагенеза.

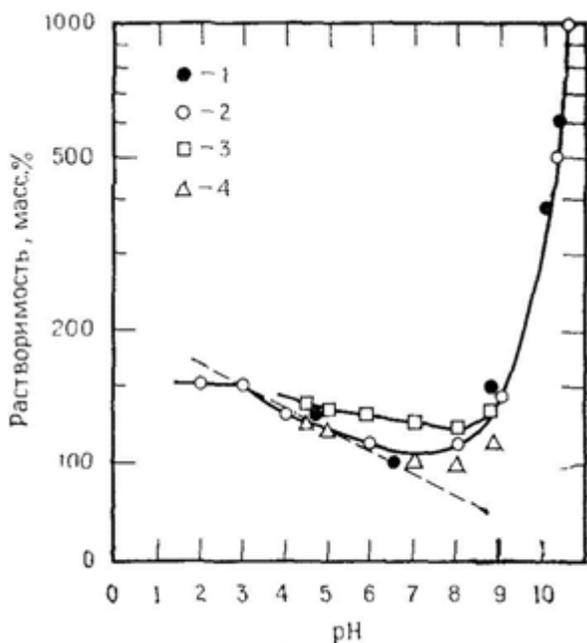


Рис. 4 Зависимость растворимости аморфного кремнезёма от pH (по данным разных авторов):
 1 – при 25 °С (данные Александра);
 2 – при 19 °С (данные Rule J.M.);
 3 – при 30 °С (данные Баумена);
 4 – при 20 °С (данные Баумена).

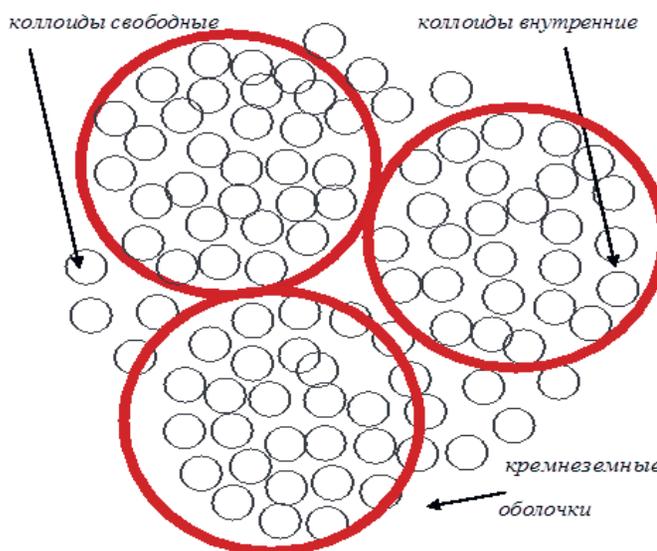


Рис. 5. Композиционная модель глинисто-кремнистых сланцевых пород,

ЛИТЕРАТУРА

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород): учеб. для вузов / Под ред. доктора физ.-мат. наук Д.А. Кожевникова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368 с.
2. Арутюнов Т.В., Поздняк А.Н., Савенок О.В. Перспективы разработки сланцевой нефти на примере пласта ЮСО Салымского месторождения // Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых». 28-31 октября 2014 г. – Пермь: Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – с. 203-206.
Режим доступа: <http://elibrary.ru/download/18787362.pdf>.
3. Арутюнов А.А., Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Особенности разработки Салымского нефтяного месторождения (на примере пласта ЮСО) // Материалы II Всероссийской научно-практической конференции Фундаментальные и прикладные исследования в России: проблемы и перспективы развития. 19 января 2015 г. – Ростов-на-Дону: Профпресс, 2015. – с. 40-52.
4. Арутюнов Т.В. Исследование сланцевых пород и природы сланцевой нефтеносности баженовской свиты и формации Баккен // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник), 2015. – № 1. – с. 28-46.
Режим доступа: <http://www.id-yug.com/images/id-yug/SET/2015/1/Arutunov-Savenok-2015-1-28-46.pdf>.
5. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Принципы моделирования поровой структуры сланцевых пород // Научный вестник статей XIII Международной конференции «Современные концепции научных исследований» (Россия, г. Москва, 29-30 апреля 2015 г.).
6. Серебряков А.О. Геология России. Региональная геология: учебник / А.О. Серебряков, Н.Ф. Фёдорова, С.А. Абакумова; под науч. ред. О.И. Серебрякова. – Астрахань: Астраханский государственный университет, Издательский дом «Астраханский университет», 2010. – 320 с.
7. Айлер Р. Химия кремнезёма: Пер. с англ. – М.: Мир, 1982. – Ч. 1. – 416 с.

REFERENCES

1. Dobrynin V.M., Vendel'shtejn B.Ju., Kozhevnikov D.A. Petrophysics (Rocks physics): college textbook / Under the editorship of D.A. Kozhevnikov, Dr. Sci. in Physics and Mathematics, second edition, revised and enlarged. M.: FGUP - Oil and Gas publishing company, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2004. – 368 p.
2. Arutjunov T.V., Pozdnjak A.N., Savenok O.V. LTO prospects (example – USO layer of Salymskoe field) // Proceedings of VII conference of production challenges for hydrocarbons and ore minerals 28-31 of October. 2014. – Perm': publishing company of Permskij nacional'nyj issledovatel'skij politehnicheskij universitet, access: [//elibrary.ru/download/18787362.pdf](http://elibrary.ru/download/18787362.pdf).
3. Arutjunov A.A. Arutjunov T.V., Savenok O.V. Development specifics of Salymskoe field (example – USO layer) // Proceedings of II Russia national conference on Basic and Applied: problems and prospects. January 19, 2015 - Rostov-na-Donu: Profpress, 2015. – p. 40-52.
4. Arutjunov T.V. Research shale rocks and nature of oil presence of Bazhenov formation and Bakkenformation // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEHNIKA. TEHNOLOGII (politehnicheskij vestnik), 2015. – #1. – p. 28-46: access: <http://www.id-yug.com/images/id-yug/SET/2015/1/Arutunov-Savenok-2015-1-28-46.pdf>.
5. Arutjunov T.V. Savenok O.V. Pore structure of shale rocks: concepts of modeling. XIII International Conference on Modern Concepts for research studies (Russia, Moscow, April 29-30, 2015).
6. Cerebrjakov A.O. Geology of Russia. Regional geology. Textbook / A.O. Serebrjakov, N.F. Fjodorova, S.A. Abakumova; under the editorship of A.O. Serebrjakov – Astrakhan: Astrakhan State University, Astrakhan University publishers, 2010. – 320 p.
7. Ailer R The chemistry of silica: translated from the English, M.: Mir, 1982. – v.1. – 416 p.

УДК 622.245.42

Исследование влияния глинистой корки на качество сцепления цементного камня с породой

Лю Хаоя – аспирант; Табатабаи Моради Сейед Шахаб – аспирант;
Н.И. Николаев – доктор техн. наук, профессор,
(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

Наличие глинистой корки на поверхности ствола приводит к существенному снижению качества цементирования обсадных колонн, что выражается в возникновении микротрещин в цементном камне и частичном отсутствии его сцепления (адгезии) с горной породой на отдельных участках скважины. В таких интервалах имеет место негерметичность крепи скважины [1], возникают заколонные перетоки пластовых флюидов. Поиск путей повышения качества цементирования обсадных колонн при наличии глинистой корки между тампонажным раствором - камнем и горной породой представляется весьма актуальной задачей.

Авторами предлагается новый подход к креплению скважин путем введения в состав бурового раствора при промывке скважины перед цементированием специальных модификаторов глины: GJ-1 и GM-II. Сама по себе глинистая корка не имеет способности к отверждению, а цементный раствор при своей гидратации также не способствует твердению глины на поверхности ствола скважины. Для повышения активности глинистой корки и её способности к отверждению необходимо в глину внести активные ионы. Кроме того, этот процесс можно активировать путем создания специальных составов буферных жидкостей, которые контактируют и реагируют с глинистой коркой прежде, чем она вступит в контакт с цементным раствором. Этот метод успешно был опробован на месторождении Шуангджан (Shuangjiang) в Китае.

В данной работе приведены результаты исследований некоторых составов буферных жидкостей, способствующих совместному твердению глины и цемента на контакте с горной породой, что существенно повышает адгезию тампонажного камня.

Объектами экспериментальных исследований являются буровые растворы и буферные жидкости, используемые при бурении скважин на месторождении Shuangjiang, разработанные Китайским национальным геологическим университетом (Ухань). В качестве базового тампонажного материала использовалось минеральное вяжущее вещество (цемент класса «G» - Цементный завод Gezhouba в КНР).

Исследованию подвергались рецептуры А и В тампонажной смеси:

А) цемент класса «G» + 1.5%W-99 + 0.5%TWNP + 0.3%USZ + 1.1%G203;

В) цемент класса «G» + 1.5%W-99 + 0.5%TWNP + 0.3%USZ + 1.1%G203 + 1.8%CD-10 + 2.0%CD-60.

В тампонажную смесь В в отличие от состава А дополнительно введены волокнодержающие армирующие добавки CD-10 и CD-60, что придаёт цементному камню антивибрационные свойства.

Лабораторные исследования проводились на модели участка ствола скважины покрытого глинистой коркой при следующих её параметрах:

- проницаемость $450 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;
- пористость 15%;
- внутренний диаметр 33 мм;
- наружный диаметр 100 мм;
- высота 100 мм.

Экспериментальные исследования были разделены на четыре цикла:

а) цементирование составом А без использования буферных жидкостей и специальных добавок в буровой раствор;

б) цементирование составом А с использованием буферных жидкостей и специальных добавок в буровой раствор;

в) цементирование составом В без использования буферных жидкостей и специальных добавок в буровой раствор;

г) цементирование составом В с использованием буферных жидкостей и специальных добавок в буровой раствор.

Методикой предусматривались исследования адгезии цементного раствора с глинистой коркой различной толщины (0,5 мм и 1,0 мм) и при температурах 45 °С и 80 °С. Данная методика предложена в работе Гу Цзюнь [2]. Сущность её заключается в формировании глинистой корки на поверхности проницаемой цементно-песчаной модели скважины с последующим определением силы сцепления цементного камня с моделью, без предварительной специальной обработки корки и с использованием обработки буферной жидкостью.

Результаты экспериментальных исследований приведены на рис. 1-3, на которых показаны зависимости адгезии цементно-глинистой корки с моделью горной породы при различных условиях.

Как видно из графиков (кривые б и г), обработка глинистой корки буферной жидкостью, способствующей её совместному отверждению с цементным раствором, позволяет повысить контактную прочность цементного камня с горной породой на ранней стадии твердения в 5-85 раз и

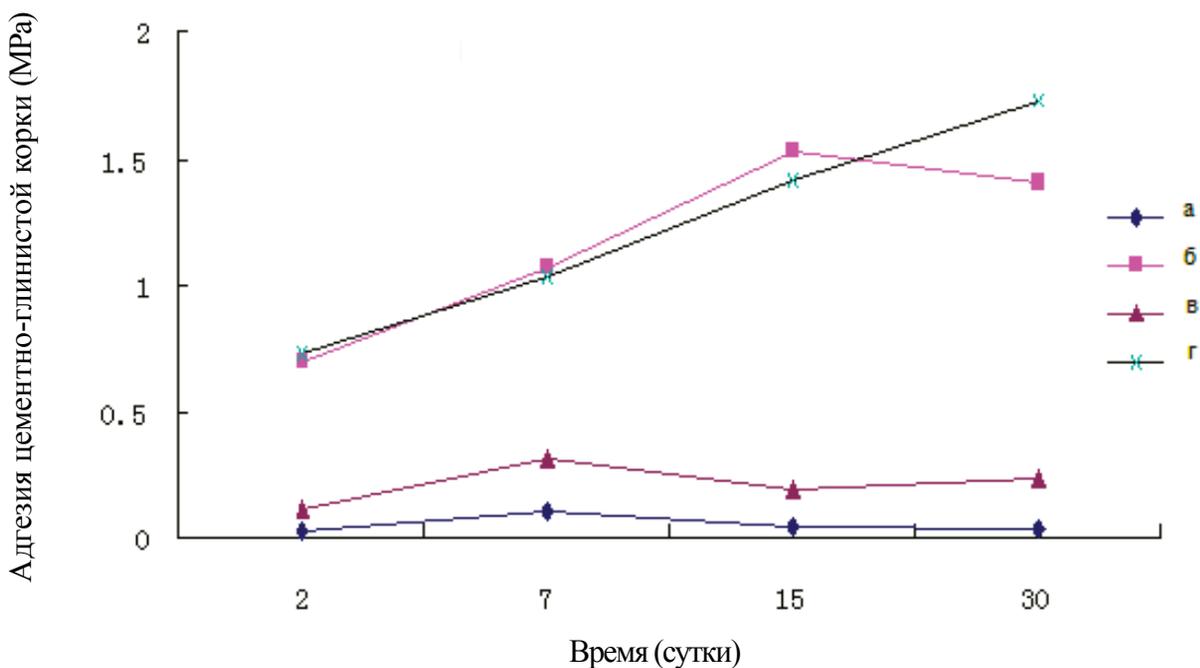


Рис. 1. Адгезия цементного камня с глинистой коркой (45 °С, толщина 0,5 мм).

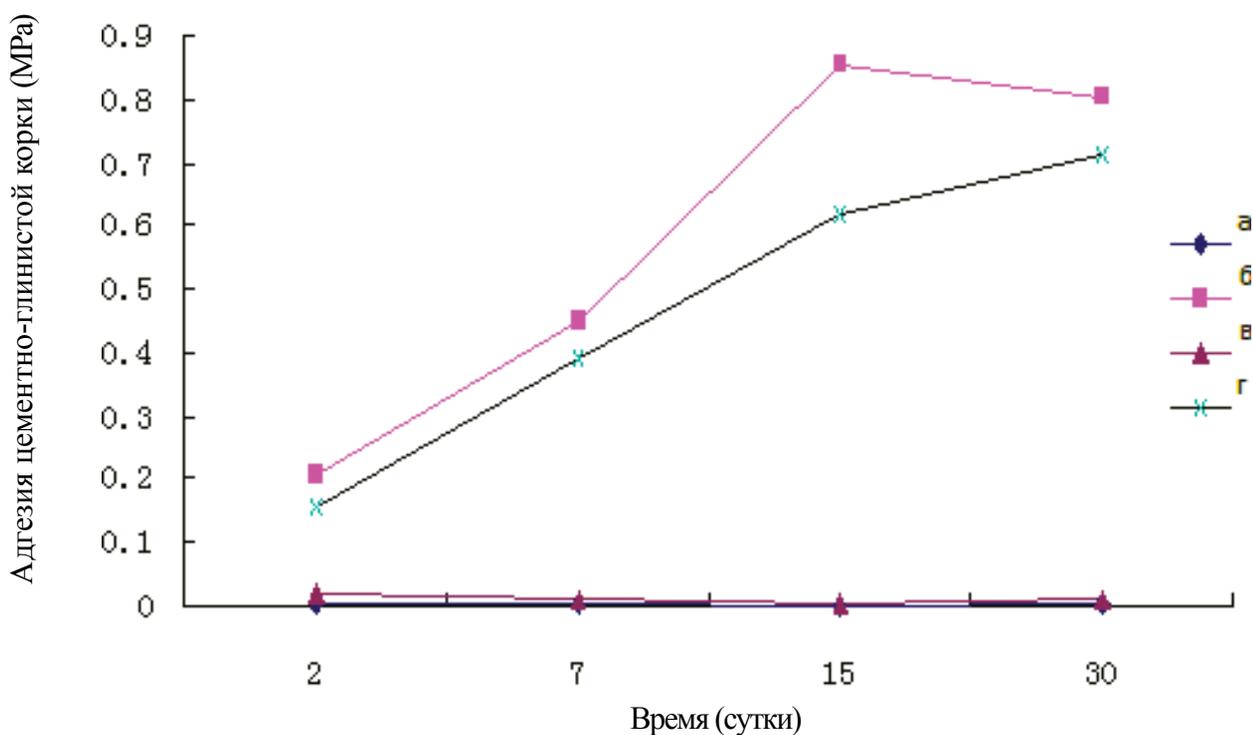


Рис. 2. Адгезия цементного камня с глинистой коркой (45 °С, толщина 1,0 мм).

в течение месяца от 6-156 раз в зависимости от условий твердения.

Кроме того, результаты данных исследований показали, что с увеличением толщины глинистой корки в 2 раза адгезия камня к породе также снижается более чем в 2 раза. Причём состав цементного раствора в данных условиях имеет менее существенное значение. С повышением температуры отвердевание глинистой корки

происходит более активно, чем при низких температурах, так как ионы фильтрата цементного раствора легче проникают в глинистую корку, а добавки, входящие в состав бурового раствора более активно отверждают глинистую корку.

Таким образом, предложенные составы буферных жидкостей, способствующие отвердеванию глинистой корки на поверхности ствола скважин, позволяют

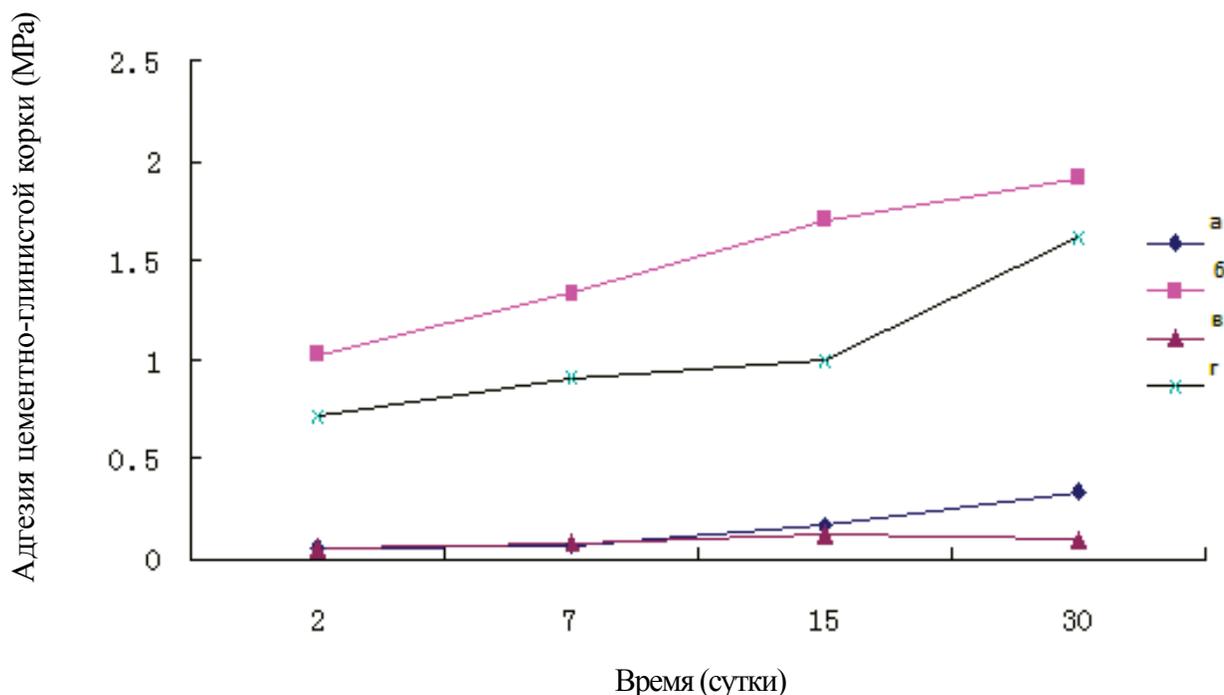


Рис. 3. Адгезия цементного камня с глинистой коркой (80 °С, толщина 0,5 мм).

образовывать прочную адгезионную связь системы «цементный камень–глинистая корка–порода», что повышает качество межпластовой изоляции затрубного пространства обсадных колонн.

ЛИТЕРАТУРА

1. Чи Фензен, Шен Жыцен, Лю Ин. Советы тенденции исследования и технические проблемы в тампонажной области // Технология бурения и добычи, 2004, 27(4): 7-10.
2. Гу Цзюнь, Цинь Вэньчжэн. Эксперимент интегрального отверждения системы цементно-глинистой корки по методу МТА // Разведка и разработка нефти, 2010, 37(2): 226-230.

REFERENCES

1. Chi Fenzen, Shen Zhycen, Lju In. Cementing research studies: advice, trends of research studies and technical problems // Drilling and recovery technology, 2004, 27(4): 7-10.
2. GuCzjun', Cin' Vjen'chzhjen. Integrated solidification of slurry cake and clay cake system with the use of MTA method. // Oil prospecting and developing, 2010, 37(2): 226-230.

УДК 622.244.44.063.2

Опыт применения катионного бурового раствора

А. М. Гайдаров - техник
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)
Х. Н. Курбанов - аспирант
(МГРИ-РГГРУ)

Важным направлением повышения технико-экономических показателей строительства глубоких скважин является предотвращения технологических осложнений и снижения затрат в процессе бурения.

При строительстве глубоких скважин возникают следующие основные проблемы.

Неустойчивость глинисто-аргиллитовых пород. Достигнутые успехи не позволяют до конца решить вопрос сохранения устойчивости глинисто-аргиллитовых пород.

Низкая термостойкость буровых растворов, что может привести к серьезным осложнениям, вплоть до ликвидации скважины. Практически отсутствуют составы термостойких буровых растворов на водной основе для условий 160 °С и более, а в условиях агрессивного воздействия солей до 130-140 °С.

Существуют проблемы, связанные с проходкой солевых отложений и вскрытием зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД).

Преодоление указанных проблем возможно путем разработки новых составов буровых растворов, отвечающих требованиям бурения глубоких скважин.

Большинство традиционно используемых водных буровых растворов представляют с собой глинистые суспензии стабилизированные анионно-неионными высокомолекулярными соединениями (полимерами). В качестве полимеров-стабилизаторов наибольшее применение нашли: водорастворимые эфиры целлюлозы (анионные и неионные), крахмал (неионный), акриловые реагенты (анионные), а также лигносульфонаты (анионные) и гуматы (анионные).

Опыт бурения нефтяных и газовых скважин свидетельствует о существенных недостатках анионно-неионных буровых растворов.

Ниже приводятся основные недостатки традиционных анионно-неионных буровых растворов при бурении скважин в условиях агрессивных сред и высоких температур:

- низкие ингибирующие свойства, что приводит к росту структурно-реологических показателей («скачки» технологических показателей);
- низкая эффективность обеспечения устойчивости стенок скважин в глинистых отложениях;
- биодеструкция анионных и неионных полимеров;
- низкая устойчивость к полисолевой и температурной агрессии, а также к изменению pH среды;
- несовместимость пресной и соленой систем: переход от пресной в соленую чревато резким ухудшением

свойств и показателей раствора, повышением расхода стабилизаторов и т.д.

- многокомпонентность и сложность управления свойствами раствора в процессе бурения скважины.

Многочисленные попытки устранить указанные недостатки в составах традиционных анионно-неионных растворов не дали положительных результатов. В основном совершенствование традиционных систем буровых растворов направлено на замену реагентов и/или количественное изменение соотношения компонентов. При таком подходе создать эффективные системы буровых растворов для разрешения отмеченных проблем, не удается. Указанные недостатки буровых растворов устраняются, если систему стабилизировать катионными полимерами.

Одна из модификаций систем катионных буровых растворов «Катбурр» прошла промышленные испытания в скважине № 939 в мурдовской зоне Астраханского ГКМ.

Рассмотрим более детально основные недостатки анионно-неионных буровых растворов, и каким образом они устранены в катионных системах.

1. Низкие ингибирующие свойства. Набухающие и диспергирующие глины легко переходят в буровой раствор, увеличивают содержание коллоидной и твердой фазы, повышают структурно-реологические показатели, ухудшают смазывающие свойства, что отрицательно влияет на технико-экономические показатели бурения. При проходке набухающих и диспергирующих глин требуется периодически разбавлять буровой раствор. Данная технология приводит к перерасходу химических реагентов, наработке избыточных объемов бурового раствора. Например, при бурении по глинистым отложениям в мурдовской зоне под 1-ую техническую колонну скважин на Астраханском ГКМ объем бурового раствора под утилизацию составляет от 2000 м³ до 2500 м³.

Для бурения интервалов пластичных глин и сохранения их устойчивости разработаны ингибирующие буровые растворы. В условиях надсолевых отложений мурдовской зоны Астраханского ГКМ, где встречается залегание рыхлых вязких глин с переслаиванием слабосцементированных песчаников и несцементированных песков, часто возникают осложнения, связанные с потерей устойчивости стенок скважин. Основное назначение ингибирующих буровых растворов заключается в снижении набухания и диспергации глин, минимизации влияния глинистого шлама на структурно-реологические и фильтрационные показатели раствора.

В настоящее время из списка испытанных ингибирующих буровых растворов на Астраханском ГКМ в мутьевой зоне нельзя выделить состав, применение которого позволило бы осуществить бурение надсолевого интервала без наработки избыточного объема раствора. Использование традиционных высокоингибирующих буровых растворов в надсолевых отложениях мутьевой зоны неэффективно, как для сохранения устойчивости ствола, так и для снижения наработки раствора. В промышленных условиях ингибирующие свойства раствора следует оценивать по избыточному наработанному объему раствора.

В катионных системах катионные полимеры, в отличие от анионно-неионных, сильнее и необратимо закрепляются (адсорбируются) на отрицательных участках глинистых пород. Из-за преобладания отрицательно заряженных участков на поверхности глины происходит более равномерное распределение и закрепление катионного полимера и обеспечивается формирование устойчивой структурированной водной фазы в приповерхностном слое. Закрепление катионного полимера нейтрализует заряд породы, ослабляя её электростатическое взаимодействие с водой, а формирование устойчивой структурированной прослойки воды создает экран препятствующий проникновению водной фазы в глинистую породу. Ввод различных электролитов не разрушает структурированную прослойку воды, а наоборот достраивает, что способствует усилению ингибирующего эффекта.

2. Низкая эффективность обеспечения устойчивости стенки скважины в глинистых отложениях. При контакте системы «буровой раствор-глинистая порода» происходит увлажнение и проникновение водной фазы в горную породу. Проникновение молекул воды происходит в межструктурное и в межпакетное пространство глинистых частиц. Взаимодействие молекул воды с глинистыми минералами определяет поведение глинистой породы. Если фильтрат взаимодействует со структурными элементами глины и сохраняет прочные структурные связи, то глинистая порода на стенках скважины проявляет устойчивость. При этом возможно сохранение устойчивости стенок скважин либо с набуханием глины, когда молекулы воды проникают в межпакетное пространство и структурируются, либо без набухания, когда молекулы воды не способны структурироваться в межпакетном пространстве. На практике, при бурении глинистых отложений стараются минимизировать межпакетное набухание за счёт использования ингибирующих буровых растворов. Благодаря ингибирующим свойствам раствора минимизируется набухание и диспергирование выбуренного глинистого шлама, что позволяет поддерживать стабильные структурно-реологические показатели, снизить наработку раствора, затраты на обработку, химические реагенты и утилизацию. Неингибирующие буровые растворы также способны обеспечить устойчивость глинистых пород на стенках скважины, но при этом выбуренный глинистый шлам набухает, диспергируется, что приводит к дестабилизации системы со всеми негативными последствиями. Однако, если проникший фильтрат взаимодействует со структурными элементами глины и разупрочняет структурные связи, то глинистая порода теряет устойчивость. В этом случае на практике буровому раствору придают склеивающие (крепящие) свойства, благодаря чему между частицами глины сохраняются прочные связи и обеспечивается устойчивость ствола скважины.

Потенциал для обеспечения устойчивости ствола скважины в глинистых отложениях у традиционных анионно-неионных буровых растворов достаточно высок, но значительно уступает катионным. Многие ученые и специалисты считают, что повышение ингибирующих свойств бурового раствора способствует повышению устойчивости стенки ствола скважины в глинистых отложениях. В практике стабилизацию ствола скважины обеспечивают путем повышения ингибирующих свойств бурового раствора.

Для обеспечения устойчивости ствола скважины в глинах необходимо сохранить или укреплять контактные связи между структурными элементами. В воде и в водных растворах электролитов вода проникает между структурными элементами, раздвигает их и ослабляет силы сцепления между частицами. При этом образующиеся водородные связи между структурными элементами очень слабы, что приводит к потере целостности глин. В водных растворах полимеров проникшие молекулы воды формируют прочные водородные связи между структурными элементами глины, и глина сохраняет целостность. Полимеры с молекулами воды создают водные сетки и скрепляют частицы глины, но при этом продолжается процесс набухания и пластичность глины возрастает. При этом достигается сохранение устойчивости ствола скважины в глинистых породах.

Полимеры замедляют скорость и уменьшают степень набухания глин, тогда как ингибиторы набухания глин, наоборот, повышают скорость и снижают степень набухания глин.

Из вышеизложенного следует, что минимальную степень набухания глин обеспечивают ингибиторы набухания, а максимальную – полимеры. Максимальная устойчивость глин может быть обеспечена за счет прочных межчастичных водородных связей, что возможно при минимальном расстоянии между структурными глинистыми частицами. Используя сочетание полимеров и ингибиторов можно достичь оптимальных результатов в получении высокоингибирующих растворов, обеспечивающих устойчивость глин. В катионных системах катионные полимеры, в отличие от анионных, одновременно являются ингибиторами набухания глин, а в сочетании с электролитами и неионными полимерами значительно повышают ингибирующие и крепящие свойства раствора. При этом повышение устойчивости глин сопровождается частичной потерей у бурового раствора ингибирующих свойств и наоборот.

Сохранение устойчивости трещиноватых сланцев достигается путем использования высокоструктурированных буровых растворов с содержанием гидрофильных и гидрофобных адгезионных кольматантов, обеспечивающих «штукатурку» стенок ствола скважины [1].

В данном случае решающая роль в сохранении устойчивости ствола скважины принадлежит кольматантам, неионными катионным полимерам.

3. Биодеструкция анионных и неионных полимеров. Наиболее активные бактериальные клетки, которые приводят к биодеструкции полимеров, в основном несут отрицательный заряд. Такие анионно-неионные полимеры как крахмал, водорастворимые эфиры целлюлозы, биополимер, лигносульфонаты в среде буровых растворов являются питательной средой для бактерий. В катионных системах катионные полимеры даже в небольших количествах нейтрализуют заряд этих бактерий. Бактерии после нейтрализации заряда не способны вызывать деструкцию полимеров в буровом растворе.

4. Низкая устойчивость к полисолевой и температурной агрессии, а также к изменению pH среды. Все известные анионно-неионные полимеры стабилизаторы буровых растворов по своей природе проявляют невысокую соле-, и термоустойчивость. Акриловые реагенты наиболее устойчивые к температурной агрессии, но теряют свои стабилизирующие свойства в соленой среде, а в присутствии катионов кальция и магния выпадают в осадок [2].

Буровые растворы на основе катионных полимеров проявляют устойчивость к воздействию высоких температур до 200 °С и полисолевой агрессии в любых концентрациях. Кроме того, в катионных буровых растворах полимеры с низкой устойчивостью к полисолевой и температурной агрессии приобретают повышенную устойчивость.

Все используемые в настоящее время анионно-неионные полимеры-стабилизаторы зависят от pH среды бурового раствора. Оптимальное значение pH среды раствора для всех анионно-неионных полимеров находится в диапазоне от 8 до 9, что отрицательно сказывается на устойчивости глинистых пород.

Поддержание pH среды бурового раствора при высоких температурах и солевой агрессии задача сложная. Изменение pH среды в диапазоне от 3 до 10 не оказывает влияние на свойства и технологические свойства катионных буровых растворов, т.е. отпадает необходимость в регулировании pH среды катионных буровых растворов.

Например, бурение цементных стаканов сопровождается увеличением концентрации катионов кальция и pH среды, что не оказывает отрицательного влияния на показатели рабочей жидкости, а наоборот кальциевая агрессия улучшает ингибирующие свойства бурового раствора.

5. Несовместимость пресной и соленой систем. Перед вскрытием солевых отложений производят засолонение бурового раствора технической солью до насыщения с одновременным вводом стабилизаторов. В зависимости от содержания глинистой фазы в составе раствора засолонение приводит, либо к коагуляционному разжижению, либо к коагуляционному загущению. Так как содержание глинистой фазы в растворе практически всегда выше допустимых значений, то засолонение обычно приводит к коагуляционному загущению. В связи с этим перед засолонением производят снижение концентрации глинистой фазы путем разбавления водными растворами стабилизаторов. Количество и тип стабилизаторов определяется требуемой величиной показателя фильтрации (ПФ). Все традиционные анионно-неионные буровые растворы при засолонении подвержены дестабилизации с ухудшением технологических свойств и показателей, например, ПФ возрастает в десятки раз. Количество стабилизаторов (понижителей фильтрации) для снижения ПФ при

засолонении возрастает в 5-10 раз по сравнению с пресными системами. Катионные буровые растворы в отличие от всех известных водных буровых растворов при засолонении сохраняют стабильные технологические показатели или, если они меняются, то в сторону улучшения.

6. Многокомпонентность и сложность управления свойствами раствора в процессе строительства скважины. Все используемые в настоящее время буровые растворы многокомпонентны, что создает определенные сложности при управлении свойствами и параметрами бурового раствора.

Катионные системы отличаются малокомпонентностью, так как основные компоненты из состава бурового раствора многофункциональны. Катионные полимеры одновременно выполняют функции стабилизатора (понижителя ПФ), разжижителя, ингибитора набухания глин, бактерицида. Поэтому управление свойствами и показателями катионного раствора производится малым числом и количеством компонентов.

Переход на катионный буровой раствор осуществлялся на глубине 360 м путем обработки катионным полимером исходного раствора. При бурении под 1-ую техническую колонну катионный раствор имеет стабильные структурно-реологические и фильтрационные показатели при стабильном состоянии ствола скважины.

Бурение под 1-ую техническую колонну было завершено при глубине 2900 м в связи с вскрытием кровли нижнемеловых отложений на глубине 2858 м. После вскрытия скважиной кровли нижепермских солевых отложений 1-ая техническая колонна диаметром 324 мм спущена на глубину 2896 м и зацементирована без осложнений (табл. 1).

Сравнительные сведения о показателях бурения и состоянии ствола скважин № 939 и № 707 приведены в табл. 2, откуда следует, что эффективность катионного бурового раствора значительно выше. Отсутствие нарабатанного объема раствора при бурении глинистых пород свидетельствует о высоких ингибирующих свойствах системы «Катбурр». Ранее используемые традиционные растворы не достигли аналогичного уровня ингибирования глин.

Таблица 1. Технологические показатели катионного раствора в процессе бурения 360-2900 м.

Интервал, м	Технологические показатели					
	ρ , кг/м ³	УВ, с	ПФ, мл	СНС _{1/10} , дПа	ПВ, мПа·с	ДНС, Па
360-732	1240	37	2	0/5	35	4
732-1200	1250	50	3	5/10	38	6
1200-1494	1260	56	2	7/10	43	7
1494-1727	1280	56	4	46/67	37	11
1727-1849	1280	80	2	34/76	40	14
1849-2900	1280-1310	70-100	0,5-1,5	15-25/30-50	35-45	11-16

Примечание: концентрация Ca²⁺ - 1,5-3,5 г/л, Mg²⁺ - 1,0-2,2 г/л

Таблица 2. Сравнительные показатели бурения и состояния стволов скважин.

Показатели	№ 939	№ 707
Интервал бурения, м	360-2900	350-3620
Механическая скорость бурения, м/ч	4,01	1,6
Объем наработанного раствора подлежащего к утилизации, м ³	0	2860
Коэффициент кавернозности	1,28	1,57
Номинальный диаметр, мм	393,7	
Средний фактический диаметр, мм	445	490

Одна из модификаций катионного бурового раствора «Катбурр» успешно прошла промысловые испытания при бурении в надсолевых отложениях на мульдовой скважине № 939. При этом были установлены следующие преимущества данного бурового раствора:

- рН среды катионной системы не влияет на технологические показатели и свойства раствора и находится в пределах 6-7. Управление рН среды катионного раствора не производится;

- содержание и концентрация катионов кальция и магния улучшают свойства и технологические показатели катионной системы. Мероприятия по осаждению катионов кальция и магния в катионном растворе не проводятся;

- в катионных системах с содержанием крахмала, водорастворимых эфиров целлюлозы и биополимера, процессы биодеградации не протекают, поэтому отпадает необходимость в применении бактерицида;

- высокие ингибирующие свойства бурового раствора и глиноёмкость. Впервые получен результат – отсутствие наработки раствора в глинистых отложениях;

- малокомпонентность, поскольку полимер ЧАС одновременно является стабилизатором (понижителем ПФ), разжижителем, бактерицидом и ингибитором набухания глин;

- простота в управлении структурно-реологическими и фильтрационными показателями бурового раствора. Небольшие добавки водных растворов катионного полимера ЧАС обеспечивают стабильные технологические показатели раствора в течение длительного времени;

- стабильные структурно-реологические и фильтрационные показатели раствора в течение всего цикла строительства скважины;

- совместимость с цементными растворами.

Полученные результаты свидетельствуют о необходимости внедрения систем катионных растворов в при бурении скважин в сложных геолого-технических условиях. В настоящее время модификации «Катбурр» проходят промысловые испытания на шести скважинах Астраханского ГКМ. По результатам испытаний будет принято решение о выборе оптимального состава «Катбурр», который планируется использовать для бурения всех эксплуатационных скважин на Астраханском ГКМ.

ЛИТЕРАТУРА

1. О применении ацетатно-калиевого спиртового бурового раствора на скважине №2062 Астраханского ГКМ / А.А. Хуббатов и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 2012. - №10, с.35-40.

2. Химическая обработка буровых растворов / Кистер Э.Г. М.: Недра, 1972, с. 395.

REFERENCES

1. Acetated – potassic spirit mixture as drilling fluid to drill well #2062 of Astrakhan gas-condensate field / A.A. Hubbatov et al. // Construction of oil and gas wells on shore and off shore – M.: ОАО ВНИИОЭНГ, – 2012. - #10, p.35-40.

2. Drilling mud chemical treatment / Kister Je.G. M.: Nedra, 1972, p. 395.

УДК 622.24.053.8

Резьбовое соединение бурильных труб с подвижным внутренним стыком

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

В последние годы все большее распространение получает двухупорное резьбовое соединение бурильных замков, в котором имеется два упорных стыка: наружный и внутренний. Однако, такое соединение имеет существенный недостаток, заключающийся в том, что обеспечить надежный контакт и заданные нагрузки одновременно по наружному и внутреннему упорным стыкам практически невозможно, несмотря на весьма жесткий допуск, задаваемый на расстояние между наружными и внутренними упорными торцами и упорными уступами ниппеля и муфты соединения. В результате, в большинстве случаев в соединении ниппеля с муфтой оба упорных стыка оказываются недогруженными.

Особую опасность представляет случай, когда недогруженным, или даже вовсе открытым, оказывается наружный упорный стык, так как это приводит к нарушению герметичности колонны и ускоренному усталостному разрушению резьбы и, как следствие, к обрыву и аварии с бурильной колонной.

Ускоренные стендовые испытания при знакопеременном консольном изгибе натуральных образцов бурильных труб с такими соединениями, входящих в комплекс ССК-59 (ГОСТ 26250), показали, что в зависимости от точности исполнения параметров, образующих их упорные стыки, циклическая долговечность соединения может отличаться на несколько порядков [4]. При изгибающем моменте 750 Н·м и базе испытаний $5 \cdot 10^6$ циклов долговечность соединений находилась в пределах $0,13 \cdot 10^6$ – $5 \cdot 10^6$ циклов знакопеременного изгиба. Видимо, поэтому резьбовые соединения с двумя упорными стыками не находят своего отражения как в отечественных (ГОСТ 27834; ГОСТ 7918), так и в международных (7API и др.) стандартах на бурильные замки. Исключение составляют только соединения тонкостенных (без высадки концов) обсадных (стандарт DCDMA) и бурильных труб, применяемых в составе комплексов WL и ССК (ISO 10097-1 и ГОСТ 26250).

Как показывают расчеты (табл. 1), ни в одной из указанных конструкций резьбовых соединений с двойным упорным стыком, в том числе и приварных замков на основе ГОСТ 27834 не гарантировано полное замыкание обоим упорным стыкам и, следовательно, создание оптимальных напряжений затяжки в опасном сечении ниппеля.

Как следует из табл. 1, при крайних значениях зазоров в соединении по ГОСТ 26250 после его затяжки наружный стык остается открытым. Что касается внутреннего стыка, то он также может остаться открытым у всех трёх рассматриваемых типов соединения.

При наиболее вероятных средних значениях зазоров напряжение в наружном и внутреннем упорных стыках составляет около 50 % от требуемого оптимального значения и, следовательно, из-за наличия внутреннего стыка соединение оказывается в нестабильных условиях нагружения как при затяжке, так и при работе в скважине.

Предел выносливости резьбового соединения бурильного замка наиболее точно оценивается по предельному знакопеременному изгибающему моменту ($M_{\text{ПРЕД}}$), и зависит от напряжения предварительной затяжки [3, 4].

На рис. 1 представлен график зависимости коэффициента влияния на предел выносливости напряжения предварительной затяжки ($K_{\text{ВПЗ}}$) от коэффициента K_3 , построенный по результатам стендовых натуральных испытаний замков бурильных геологоразведочных труб диаметром 50 мм [3], которые хорошо согласуются с аналогичными испытаниями Ю.И. Газанчана бурильных замков нефтяного сортамента [7].

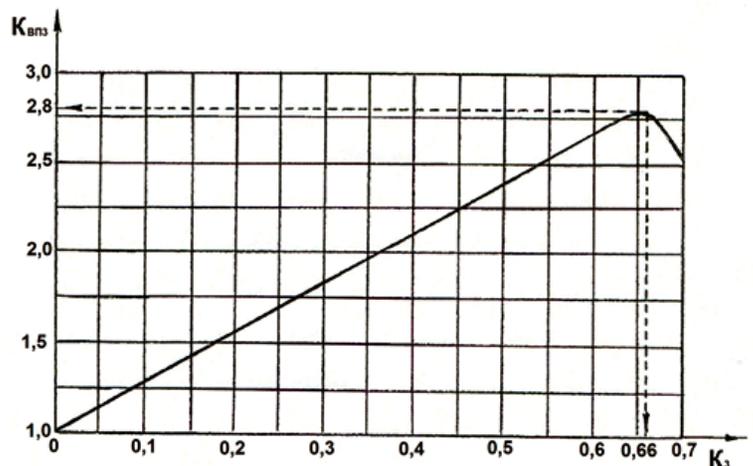


Рис. 1. График зависимости коэффициента влияния на предел выносливости напряжения предварительной затяжки ($K_{\text{ВПЗ}}$) от коэффициента K_3 .

Таблица 1. Результаты расчёта резьбовых соединений.

Наименование параметров	Величина параметров резьбовых соединений		
	Бурильной трубы по ГОСТ 26250-84	Обсадной трубы по ГОСТ DSDMA	Замок приварной ЗП-95-32-2-х уп. на основе ГОСТ 27834*
1. Наружный диаметр трубы, мм	70,0	219,1	73,0
2. Толщина стенки, мм:			
трубы -	4,8	6,7	9,0
соединения -	4,8	6,7	31,6
3. Диаметр соединения, мм:			
наружный -	70,0	219,1	95,0
внутренний -	60,4	205,7	31,8
4. Тип резьбы	Коническая 1:32	Цилиндрическая	Коническая 1:6
5. Коэффициент оптимальной затяжки резьбы, $K_3 = \sigma_3 / \sigma_T$	0,66	0,66	0,50**
6. σ_T материала соединения, Н/мм ²	539	525	833
7. Площадь опасного сечения ниппеля, мм ²	403	1701	2489
8. Сила затяжки в опасном сечении ниппеля, кН	143,4	590,0	1036
9. Площадь стыка, мм ² :			
наружного -	1554	1364	2085
внутреннего -	275	1701	1511
10. Оптимальные напряжения затяжки в стыках при их одновременном смыкании, Н/мм ² :			
наружного -	92	432,5	497
внутреннего -	521	346,8	686
11. Расстояние между торцом и уступом с учетом допуска, мм:			
у ниппеля -	40,92–41,02	101,60–101,73	89,75–90,05***
у муфты -	40,92–41,02	101,60–101,47	89,90–90,15***
12. Крайние значения зазора при свинчивании ключом вручную до упора, мм:			
В наружном стыке:			
максимум -	0,10	0	0,15
минимум -	0	0	0
Во внутреннем стыке:			
максимум -	0,10	0,26	0,40
минимум -	0	0	0

Таблица 1. Результаты расчёта резьбовых соединений (окончание).

Наименование параметров	Величина параметров резьбовых соединений		
	Бурильной трубы по ГОСТ 26250-84	Обсадной трубы по ГОСТ DSDMA	Замок приварной ЗП-95-32-2-х уп. на основе ГОСТ 27834*
13. Напряжения после затяжки с учётом зазоров по п.12 и деформации ниппеля и муфты, Н/мм ² :			
В наружном стыке:			
минимум -	0	432,5	34,0
максимум -	92	432,5	497
среднее -	46	432,5	265,5
в %% к оптимальному напряжению -	50,0	100,0	53,4
Во внутреннем стыке:			
минимум -	0	0	0
максимум -	521	346,8	686
среднее -	260,5	173,4	343,0
в %% к оптимальному напряжению -	50,0	50,0	50,0

Примечание: * Наружный и внутренний диаметры внутреннего стыка определены с учетом стандартных размеров резьбовых концов у малого основания конуса ниппеля и муфты.

** Для бурильных замков нефтяного сортамента $K_3 = 0,5 / 1/$.

***Здесь использованы рекомендации, приведенные в работе /2/.

Эта зависимость определяется выражением [3]:

$$K_{ВПЗ} = f(K_3), \quad (1)$$

где $K_3 = \sigma_3 / \sigma_T$ – коэффициент напряжения предварительной затяжки соединения;

σ_3 – напряжение предварительной затяжки в опасном сечении ниппеля;

σ_T – предел текучести материала ниппеля.

Данный график показывает, что величина $K_{ВПЗ}$ возрастает от значения, при котором соединение имеет предел выносливости без предварительной затяжки (на графике положение соответствующее единице), до максимального значения $K_{ВПЗ} = 2,80$ при $K_3 = 0,66$, после чего она начинает снижаться.

Например, для замка ЗП-95-32-2-х уп. при оптимальной величине $K_3 = 0,5$ [1] величина $K_{ВПЗ} = 2,4$, т.е. предел выносливости соединения в результате предварительной затяжки возрастет в 2,4 раза. Это соответствует максимальному значению напряжения (497 Н/мм²) в наружном стыке (см. табл. 1). При минимальном напряжении (34,0 Н/мм²) $K_3 = 0,04$; $K_{ВПЗ} = 1,15$ и предел выносливости замка снизится вдвое (2,35 : 1,15 = 2,04), т.е. соединение окажется практически незатянутым.

Хотя в основной массе соединений бурильной колонны эти напряжения будут ближе к средним значениям, но наличие в колонне даже незначительного числа незатянутых замков может привести к тяжелым авариям из-за нарушения герметичности колонны и обрыву её в скважине.

Из всех рассматриваемых типов соединений только в соединении обсадной трубы по стандарту DSDMA обеспечивается заданное оптимальное напряжение во всех вариантах значений зазоров, образуемых в наружных

упорных стыках после затяжки. Хотя внутренний стык при среднем значении зазора остается недогруженным наполовину, а при крайнем нулевом и вовсе оказывается открытым, т.е. фактически неработающим.

Чтобы исключить эти общие для всех типов соединений недостатки, несущие угрозу безотказности бурильной колонны, необходимо создать условия, при которых заданные напряжения в опасном сечении ниппеля и соответственно во внутреннем и наружном стыке практически не зависели бы от допуска на расстояние между упорными торцами и упорными уступами ниппеля и муфты.

Эти условия достигаются в предлагаемом двухупорном соединении (рис. 2), в котором на уступе 3 муфты 2 установлена цилиндрическая прорезная пружина 5. Длина пружины рассчитана так, что между уступом 6 ниппеля 1 и торцом 7 муфты 2, при свинчивании ключом деталей замка вручную до соприкосновения торца 4 ниппеля 1 и верхнего торца пружины 5, образуется зазор h , величина которого равна ходу пружины h_0 .

Рассмотрим, в чем заключаются преимущества предлагаемой конструкции резьбового соединения [8].

В обычном резьбовом соединении напряжения в наружном и внутреннем упорном стыке при затяжке обеспечиваются деформацией опорных поверхностей соединяемых деталей, которая составляет всего десятые доли миллиметра, что обуславливает соответствующий жесткий допуск на расстояние между упорными стыками.

В предлагаемом соединении параметрами прорезной пружины строго обеспечиваются заданная осевая нагрузка и соответственно напряжение на внутреннем упорном стыке.

Благодаря этому после затяжки соединения, обеспечивается также строго заданная осевая нагрузка и соответственно напряжение в опасном сечении

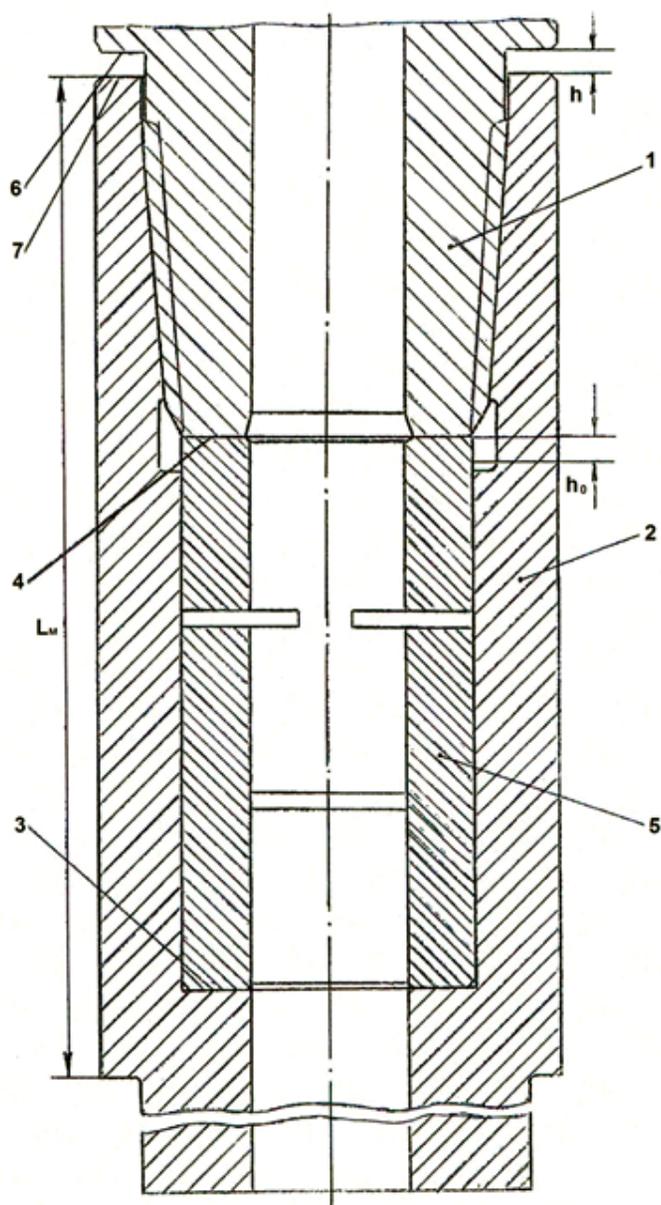


Рис. 2. Схема двухупорного соединения.

ниппеля и в наружном стыке, так как подвижность внутреннего стыка не вносит погрешность в эту нагрузку и соответственно в напряжение.

В резьбовом соединении с применением прорезной пружины, деформация которой на несколько порядков выше, чем у материала деталей соединения, требования к точности расстояния между упорными уступами и торцами деталей соответственно резко снижаются.

В качестве примера рассмотрим приварной бурильный замок ЗП-95-32-2-х. уп (подвиж.), в котором на уступе муфты установим прорезную пружину с наружным диаметром 54 мм. Внутренний диаметр её не может быть меньше диаметра проходного канала соединения (31,8 мм), принимаем его равным 32,0 мм, откуда средний радиус пружины составляет $R = 21,5$ мм, а ширина её $b = 11$ мм.

Расчет прорезной пружины производим согласно методике приведенной в работе [6].

Путём предварительных расчетов с учетом длины корпуса муфты под ключ $l_M = 204$ мм (рис. 2) устанавливаем

высоту образуемых при фрезеровании пазов колец $t = 35$ мм, число колец $i = 3$ и перемычек на одном из торцов кольца $n = 2$. Принимая высоту прорези равной 3 мм, получим высоту (длину) пружины: $35 \cdot 3 + 2 \cdot 3 = 111$ мм.

Ход (осадка) пружины определяется из выражения:

$$h_0 = \varepsilon \cdot P \cdot R^3 \cdot i / n \cdot B \quad (2)$$

где ε – безразмерный коэффициент;
 P – осевая сила;
 R – средний радиус кольца пружины;
 n – число перемычек на одном из торцов кольца пружины;
 B – жесткость сечения кольца на изгиб;
 $B = b \cdot t^3 \cdot E / 12$;
 b – ширина кольца пружины;
 t – высота кольца пружины;
 E – модуль упругости материала пружины при изгибе;
 i – число рабочих колец пружины;
 $\varepsilon = \nu \cdot (\beta - \chi \cdot \sin \beta)$;
 ν – коэффициент ($\nu = B/C$);
 χ – коэффициент

$$(\chi = \frac{2 \cdot \nu \cdot \sin \beta}{|\beta \cdot (1 + \nu) - 0,5 \cdot (1 - \nu) \cdot \sin 2\beta|});$$

C – жесткость сечения кольца на кручение ($C = J \cdot G$);
 J – полярный момент инерции пружины при кручении;
 G – модуль упругости материала пружины при кручении;
 β – половина угла между перемычками пружины ($\beta = 0,5 \cdot \pi / n$);

Помимо установленных выше, определяем значения остальных исходных величин, входящих в выражение (2):

$$E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ Н/мм}^2;$$

$$B = 11 \cdot 35^3 \cdot 2,06 \cdot 10^5 / 12 = 0,81 \cdot 10^{10} \text{ Н} \cdot \text{мм}^2;$$

$$J = 0,1 (54^4 - 32^4) = 0,074 \cdot 10^7 \text{ мм}^4;$$

$$G = 7,8 \cdot 10^4 \text{ Н/мм}^2;$$

$$C = 0,074 \cdot 10^7 \cdot 7,8 \cdot 10^4 = 0,58 \cdot 10^{11} \text{ Н} \cdot \text{мм}^2;$$

$$\nu = 0,14; \beta = 0,5 \cdot 180 / 2 = 45^\circ; \chi = 0,0038;$$

$$\varepsilon = 6,3.$$

В качестве материала для прорезной пружины принимаем согласно ГОСТ 14959 рессорно-пружинную сталь марки 85 с пределом текучести 980 Н/мм².

Напряжение на торце ниппеля принимаем равным пределу текучести стали бурильного замка ($\sigma_T = 833$ Н/мм²). Тогда рабочее приведенное напряжение у перемычек пружины также составит 833 Н/мм², а запас прочности пружины будет равен $980 / 833 = 1,20$.

Определяем осевую силу на торец пружины (внутренний упорный стык):

$$Q_{BVC} = \frac{\sigma \cdot b \cdot t^2}{\xi \cdot R} \quad (3)$$

где ξ – коэффициент, зависящий от отношения t/b . Согласно рекомендациям, приведенным в работе [6], при значении $t/b = 35/11 = 3,18$ величина $\xi = 1,41$ и тогда:

$$Q_{BVC} = 833 \cdot 11 \cdot 35^2 / 1,41 \cdot 21,5 = 370268 \text{ Н}$$

Подставив полученные величины в выражение (2), получим ход разрезной пружины:

$$h_0 = 6,3 \cdot 370268 \cdot 23^3 \cdot 3 / 2 \cdot 0,81 \cdot 10^{10} = 5,2 \text{ мм}$$

Имея силу сжатия разрезной пружины, т.е. нагрузку на внутренний подвижный стык, силу, необходимую для предварительной затяжки резьбы, а также площади упорных стыков (табл. 1), рассчитываем крутящие моменты сопротивления трению в резьбе и в опорных поверхностях стыков вариантов соединения приварных замков для буровой трубы диаметром 73мм. Коэффициент трения принимаем $\mu = 0,1$ [1].

Результаты расчетов приведены в табл. 2.

Введение в стандартный приварной замок ЗП-95-32 внутреннего неподвижного стыка (приварной замок ЗП-95-32-2-х уп.) при условии создания оптимальных напряжений затяжки в обоих стыках позволяет теоретически увеличить крутящий момент соединения на 20%.

Однако, фактически в таком соединении полная (оптимальная) нагрузка обоих стыков не обеспечивается, и присутствие внутреннего упорного стыка может стать причиной снижения предварительного напряжения затяжки соединения наполовину и, как следствие, его усталостной поломки. Что касается крутящего момента, то он может не только не повыситься, но даже снизиться в среднем на 8 % по сравнению со стандартным замком с одним наружным стыком.

Благодаря введению в конструкцию резьбового соединения подвижного внутреннего упорного стыка в виде прорезной цилиндрической пружины, обеспечивается с одной стороны надежная предварительная затяжка его. С другой - до 30 % увеличивается крутящий момент такого соединения в сравнении со стандартным, что в результате повышает его статическую прочность, циклическую долговечность и в целом безотказность буровой колонны.

Таблица 2. Значения крутящих моментов сопротивления трению при затяжке приварного замка к буровой трубе.

Наименование крутящих моментов сопротивления трению при затяжке соединения	Значения крутящих моментов сопротивления трению при затяжке приварного замка к буровой трубе диаметром 73 мм, Н · м			
	ЗП-95-32 по ГОСТ 27834	ЗП-95-32-2-х уп. на основе ГОСТ 27834		ЗП-95-32-2-х уп. (подвиж.) на основе ГОСТ 27834
		При полной (оптимальной) нагрузке на стыки	При неполной (фактической) нагрузке на стыки	
1. Сопротивление трению в резьбе при нагружении подвижного внутреннего стыка	-	-	-	2469
2. Сопротивление трению в резьбе при затяжке замка	6910	6910	6910	6910
3. Сопротивление трению во внутреннем стыке	-	2256	1128*	806
4. Сопротивление трению в наружном стыке	4239	4239	2264*	4239
5. Суммарный крутящий момент затяжки замка.	11149	13405	10302	14424
Процентное соотношение	100,0	120,0	92,4	129,5

Примечание: *Эти величины обусловлены тем, что фактические средние значения напряжений на наружный и внутренний стык (см. табл.1) составляют соответственно 53,4% и 50,0% от их оптимальных значений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Трубы нефтяного сортамента. Справочник / Под общей ред. А.Е. Сарояна. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. - 488 с.
 2. Инструкция по сборке и эксплуатации буровых труб с приваренными замками «ТМК TDS» РЭ ПС 02-010-2013 (вторая редакция).

REFERENCES

1. Oil country tubular goods. Reference book / Under the editorship of A.E. Sarojan - third edition, revised and enlarged - M.: Nedra, 1987. - 488 p.
 2. Drillpipe with welded tool joints of TMK TDS type: instruction on assembly and operation R Je PS 02-010-2013 (second edition).

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

3. Лачинян Л.А., Угаров С.А. Конструирование, расчет и эксплуатация бурильных геологоразведочных труб и их соединений. М.: Недра, 1975. - 232 с.
4. Лачинян Л.А. Работа бурильной колонны. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1992. - 214 с.
5. Биргер И.А., Иосилевич Г.Б. Резьбовые и фланцевые соединения. - М.: Машиностроение, 1990. - 368 с.
6. Биргер И.А. и др. Расчет на прочность деталей машин: Справочник / И.А. Биргер, Б.Ф. Шорр, Г.Б. Иосилевич. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Машиностроение, 1993. - 640 с.
7. Газанчан Ю.И. Исследование усталостной прочности крупных конических резьбовых соединений. Дисс. на соиск. уч. степ. канд. наук. М, ЦНИИТМАШ, 1972.
8. Л.А. Лачинян, Н.Л. Лачинян. Резьбовое соединение бурильных труб: Патент на изобретение № 2521123.

REFERENCES (ending)

3. Lachinjan L.A., Ugarov S.A. Drilling pipes and joints for geological exploration: analysis, design and operation. M.: Nedra, 1975. - 232 p.
4. Lachinjan L.A. Drill string performance - second edition revised and enlarged - M.: Nedra, 1992. - 214 p.
5. Birger I.A., Iosilevich G.B. Threaded and flanged joints - M.: Mashinostroenie, 1990. - 368 p.
6. Birger I.A et al. Machine elements: stress calculation. Reference book / I.A. Birger, B.F. Shorr, G.B. Iosilevich - Fourth edition revised and enlarged M.: Mashinostroenie, 1993. - 640 p.
7. Gazanchan Ju.I. Coarse tapered thread: fatigue study. Ph.D.thesis. M, CNIITMASH, 1972.
8. L.A. Lachinjan, N.L. Lachinjan. Thread coupling of drill pipes. Patent of invention # 2521123.

УДК 620.171.33:620.194.23

Мониторинг коррозионно-усталостного состояния насосно-компрессорных труб в минерализованных средах

И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор
 Е.С. Юшин – канд. техн. наук, ассистент
 (Ухтинский государственный технический университет)

Как известно, насосно-компрессорные трубы (НКТ) при добыче пластового флюида работают не только под действием комплексных динамических нагрузок, но и в совокупности испытывают деструктивное коррозионно-агрессивное влияние минерализованной среды, являющейся важнейшим эксплуатационным фактором, снижающим прочностные характеристики металла лифтовых колонн в процессе эксплуатации. Минеральные соли, растворённые в пластовой жидкости, являются, наряду с другими коррозионно-агрессивными неуглеводородными примесями (H₂S, CO₂, SO₂ и др.) мощными активаторами развития электрохимической коррозии в поверхностной структуре сталей, процесс

которой существенно ускоряется под воздействием циклических нагрузок. Совокупность этих факторов определяет техническое состояние и срок службы НКТ в нефтегазовых скважинах, поэтому разработка методики осуществления мониторинга за коррозионно-усталостным состоянием лифтовых колонн при эксплуатации в солевых средах является актуальной научной задачей, требующей своего решения.

Решение данной задачи основано на результатах проведенных коррозионно-усталостных экспериментов образцов из конструкционной стали 45, легированных сталей марок 40Х и 30ХМА групп прочности «Д», «Е» и «Л» НКТ соответственно в сухом воздухе и при

воздействии пластовых составов Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений [1÷4]. Для удобства работы результаты исследований образцов металлов диаметром 10 мм свели в табл. 1.

Экспериментальные результаты сравнили с расчетными значениями, полученными из эмпирического выражения С.Л. Жукова [5], при этом формула для расчета критерия σ_{-1}/σ_B получила вид, МПа

$$\frac{\sigma_{-1}}{\sigma_B} = 0,27 + 185 \cdot \sigma_B^{-1} \quad (1)$$

Как видно из табл. 1, экспериментальные значения критерия σ_{-1}/σ_B вполне соответствуют расчетным. Относительная ошибка для стали 45 не превысила 7,0%, для стали 40Х оказалась равной 4,0%, а для стали 30ХМА составила 4,1%, что свидетельствует о корректности и достоверности проведенных испытаний.

Коэффициент $K_{КОР}$ коррозионного влияния пластовых вод на усталостную прочность сталей НКТ по результатам механических испытаний при минерализации М, г/л, рассчитывался по известной зависимости [6]:

$$K_{кор.} = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_{-1кор.}}$$

где σ_{-1} – предел выносливости стали НКТ в сухом воздухе, МПа;
 $\sigma_{-1кор.}$ – предел ограниченной выносливости стали НКТ в пластовой воде, МПа.

Соответственно, чем больше коэффициент $K_{КОР}$, тем выше степень коррозионного влияния на снижение усталостной прочности сталей. Расчетные коэффициенты $K_{КОР}$ коррозионного влияния минерализованных пластовых вод на усталостную прочность сталей НКТ представлены в табл. 2.

Как видно из табл. 2, по мере повышения прочности стали (табл. 1) коэффициент $K_{КОР}$ снижается, что свидетельствует о повышении сопротивления стали усталостному разрушению, причем в среде с более высокой минерализацией и насыщенностью кислородом (Западно-Тэбукское нефтяное месторождение) это влияние более активно, но для разных

Таблица 1. Результаты испытаний образцов металлов диаметром 10 мм.

Марка стали	Временное сопротивление разрыву σ_B , МПа	Предел текучести σ_T , МПа	Предел выносливости в сухом воздухе σ_{-1} , МПа	Критерий $\frac{\sigma_{-1}}{\sigma_B}$			$\sigma_{-1кор.}^{Ус}$ МПа	$\sigma_{-1кор.}^{ЗТ}$ МПа	Критерий $\frac{\sigma_{-1кор.}}{\sigma_B}$	
				Результаты испытаний	Результаты по С. Л. Жукову	Относительная ошибка, %			$\frac{\sigma_{-1кор.}^{Ус}}{\sigma_B}$	$\frac{\sigma_{-1кор.}^{ЗТ}}{\sigma_B}$
45	663	468	340	0,513	0,549	7,0	81	72	0,12	0,11
40Х	747	561	371	0,497	0,517	4,0	112	96	0,15	0,13
30ХМА	776	603	382	0,492	0,512	4,1	127	114	0,17	0,15

Примечание: $\sigma_{-1кор.}^{Ус}$, $\sigma_{-1кор.}^{ЗТ}$ – предел ограниченной выносливости сталей НКТ в среде пластовых вод Усинского (Ус) и Западно-Тэбукского (ЗТ) нефтяных месторождений, МПа.

сталей эта активность различна. Так, для стали 45 изменение минерализации с 79,5 до 129,2 г/л снижает сопротивляемость усталостному разрушению в 1,20 раза (увеличение коэффициента $K_{КОР}$ на 20%), а для сталей 40Х и 30ХМА это снижение составляет соответственно 1,17 (увеличение коэффициента $K_{КОР}$ на 17%) и 1,11 (увеличение коэффициента $K_{КОР}$ на 11%) раз. Из этого анализа видно также, что сопротивляемость усталостному разрушению выше для сталей с большей прочностью.

Полученные результаты сравнили с коррозионно-усталостными исследованиями, проведенными в Ивано-Франковском институте нефти и газа (ИФИНГ) [7]

Таблица 2. Расчетные коэффициенты $K_{КОР}$ коррозионного влияния минерализованных пластовых вод на усталостную прочность сталей НКТ.

Марка стали	Коэффициент $K_{КОР}$ коррозионного влияния среды		Увеличение $K_{КОР}$, %
	Усинское н/м (М = 79,5 г/л; Н = 7,214 мг O_2 /л)	Западно-Тэбукское н/м (М = 129,2 г/л; Н = 7,722 мг O_2 /л)	
45	3,92	4,72	20
40Х	3,31	3,87	17
30ХМА	3,01	3,35	11

Примечание: М – уровень минерализации, г/л; Н – насыщенность кислородом, мг.

для стали марки 40ХН перлитно-ферритного структурного состояния с различными значениями временного сопротивления разрыву ($\sigma_B = 705$ МПа; $\sigma_B = 785$ МПа) в водах, минерализованных NaCl при уровне минерализации среды $M = 79,5$ и $M = 129,2$ г/л. Для этой цели нашли значения удельных коэффициентов $K_{кор}$ коррозионного влияния (табл. 3), которые определены на единицу прочности. В анализируемых сталях НКТ для растворов NaCl и пластовых вод различной минерализации Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений Республики Коми.

Эти значения определялись по формуле:

$$\delta K_{кор} = \frac{K_{кор}}{\sigma_B} \quad (3)$$

После проведения аналогичных расчетов при соответствующих значениях минерализации (табл. 3), выборки смешали и построили совместные графики, отражающие зависимость изменения удельного коэффициента коррозионного влияния от временного сопротивления разрыву сравниваемых сталей НКТ (рис. 1).

Как видно из этих графиков, совмещенные выборки отличаются высокой теснотой стохастической связи: коэффициенты аппроксимации в обоих случаях составляют более $R^2 = 0,99$, что свидетельствует о соответствии и единстве выполненных исследований с результатами работ других ученых.

По результатам, представленным в табл. 3 (темные точки графика), и произведенным расчетам для стали 40ХН (светлые точки графика) найдены зависимости изменения удельного коэффициента $\delta K_{кор}$ коррозионного влияния от временного сопротивления разрыву σ_B сталей НКТ и получены функции их изменения в условиях разных пластовых вод:

– Усинского нефтяного месторождения ($M = 79,5$ г/л)

$$\sigma_B = -0,3175 \cdot 10^6 \cdot \delta K_{кор}^2 - 52,068 \cdot 10^3 \cdot \delta K_{кор} + 980,77 \quad (4)$$

– Западно-Тэбукского нефтяного месторождения ($M = 129,2$ г/л)

$$\sigma_B = 0,5878 \cdot 10^6 \cdot \delta K_{кор}^2 - 49,307 \cdot 10^3 \cdot \delta K_{кор} + 983,48 \quad (5)$$

Значения удельного коэффициента $\delta K_{кор}$ коррозионного влияния, выраженного из формул (4) и (5) для пластовых вод:

– Усинского нефтяного месторождения ($M = 79,5$ г/л)

$$\delta K_{кор}^{Ус} = (\sqrt{9814,99 - 3,150 \cdot \sigma_B} - 82,00) \cdot 10^{-3} \quad (6)$$

– Западно-Тэбукского нефтяного месторождения ($M = 129,2$ г/л)

$$\delta K_{кор}^{ЗТ} = (41,94 - \sqrt{86,05 + 1,703 \cdot \sigma_B}) \cdot 10^{-3} \quad (7)$$

Таким образом, зная значение удельного коэффициента $\delta K_{кор}$ коррозионного влияния, появляется возможность вывода аналитической зависимости для определения предела ограниченной выносливости $\sigma_{-1кор}$ любых марок сталей НКТ в рассмотренном диапазоне прочностей (группы прочностей «Д», «К», «Е» и «Л») в среде

Таблица 3. Значения удельного коэффициента $\delta K_{кор}$ коррозионного влияния.

Марка стали	σ_B , МПа	Изменение удельного коэффициента $\delta K_{кор}$ коррозионного влияния, $\times 10^3$, МПа ⁻¹			
		M = 79,5 мг/л		M = 129,2 мг/л	
		Ус	Раствор NaCl	ЗТ	Раствор NaCl
45	663	5,91	–	6,63	–
40ХН*	705	–	5,07	–	6,02
40Х	747	4,43	–	5,18	–
30ХМА	776	3,87	–	4,32	–
40ХН**	785	–	3,64	–	4,30

Примечание: под символами * и ** отмечены марки сталей по исследованиям, проведенным в б. ИФИНГ в растворах NaCl; σ_B – временное сопротивление разрыву, МПа; M – уровень минерализации, г/л; Ус – пластовая вода Усинского нефтяного месторождения; ЗТ – пластовая вода Западно-Тэбукского нефтяного месторождения.

пластовых вод Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений.

Для этой цели воспользуемся известной зависимостью, рекомендованной в ГОСТ 25.504–82 для расчета предела выносливости сталей σ_{-1} , МПа, через известное временное сопротивление разрыву σ_B , МПа, в случае отсутствия экспериментальных данных:

$$\sigma_{-1} = (0,55 - 0,0001 \cdot \sigma_B) \cdot \sigma_B \quad (8)$$

Сравним рассчитанные значения, полученные из выражения (8), с экспериментальными данными, приведенными в табл. 1. Оказалось, что относительная ошибка при вычислении предела выносливости по формуле (8) для стали 45 не превысила 6,0%, для стали 40Х оказалась равной 4,5%, а для стали 30ХМА составила 4,2% при среднем значении в 4,9%.

Учитывая среднюю относительную ошибку в 4,9%, вводим поправочный коэффициент равный 1,05 и получаем модифицированное уравнение для расчета предела усталостной прочности σ_{-1} , МПа, стали с учетом экспериментальных данных:

$$\sigma_{-1} = 1,05 \cdot (0,55 - 0,0001 \cdot \sigma_B) \cdot \sigma_B \quad (9)$$

Вычислив по формулам (6) и (7) для необходимой марки стали НКТ по временному сопротивлению на разрыв σ_B удельный коэффициент $\delta K_{кор}$ коррозионного влияния и по формуле (9) предел усталостной прочности σ_{-1} , рассчитывается значение предела ограниченной выносливости $\sigma_{-1кор}$ [МПа], для рассматриваемых сталей НКТ в среде пластовых вод Усинского и Западно-Тэбукского месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

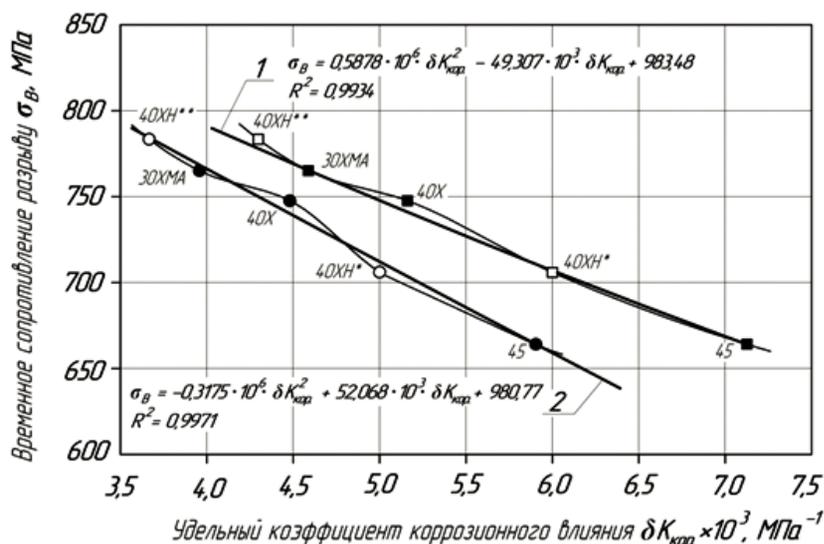


Рис. 1. Зависимость изменения удельного коэффициента коррозионного влияния от временного сопротивления разрыву сравниваемых сталей НКТ.

1 – Западно-Тэбукское нефтяное месторождение;
 2 – Усинское нефтяное месторождение.
 Светлые точки – расчетные значения для стали 40XH по исследованиям, проведенным в ИФИНГ [7];
 тёмные точки – результаты по сталям 45, 40X и 30XMA.

Таким образом, полученные эмпирические зависимости (13) и (14) позволяют произвести оценку предела ограниченной выносливости $\sigma_{-1кор}$ в минерализованных средах для сталей других марок и групп прочности НКТ в рассмотренном диапазоне.

К примеру, для стали 37Г2С (группа прочности «К», $\sigma_B = 687$ МПа):

– для условий Усинского месторождения (минерализация пластовой воды близка к 80 г/л) предел ограни-

ченной выносливости $\sigma_{-1кор}^{Ус}$, составит,

МПа

$$\sigma_{-1кор}^{Ус} = \frac{577,5 - 0,105 \cdot 687}{\sqrt{9814,99 - 3,150 \cdot 687 - 82,00}} = 93 \text{ МПа};$$

– для условий Западно-Тэбукского месторождения (минерализация пластовой воды близка к 130 г/л) пре-

дел ограниченной выносливости $\sigma_{-1кор}^{ЗТ}$, будет равен, МПа

$$\sigma_{-1кор}^{ЗТ} = \frac{577,5 - 0,105 \cdot 687}{41,94 - \sqrt{86,05 + 1,703 \cdot 687}} = 78 \text{ МПа}.$$

Учитывая (6), (7) и (9), получаем выражения для определения предела ограниченной выносливости сталей НКТ через коэффициент $K_{кор}$ коррозионного влияния для пластовых вод:

– Усинского нефтяного месторождения $\sigma_{-1кор}^{Ус}$, МПа

$$\sigma_{-1кор}^{Ус} = \frac{1,05 \cdot (0,55 - 0,0001 \cdot \sigma_B)}{(\sqrt{9814,99 - 3,150 \cdot \sigma_B - 82,00}) \cdot 10^{-3}}; \quad (11)$$

– Западно-Тэбукского нефтяного месторождения $\sigma_{-1кор}^{ЗТ}$, МПа

$$\sigma_{-1кор}^{ЗТ} = \frac{1,05 \cdot (0,55 - 0,0001 \cdot \sigma_B)}{(41,94 - \sqrt{86,05 + 1,703 \cdot \sigma_B}) \cdot 10^{-3}} \quad (12)$$

Упростив (11) и (12), получаем эмпирические зависимости для определения предела ограниченной выносливости в минерализованных средах:

– Усинского нефтяного месторождения $\sigma_{-1кор}^{Ус}$, МПа

$$\sigma_{-1кор}^{Ус} = \frac{577,5 - 0,105 \cdot \sigma_B}{\sqrt{9814,99 - 3,150 \cdot \sigma_B - 82,00}}; \quad (13)$$

– Западно-Тэбукского нефтяного месторождения $\sigma_{-1кор}^{ЗТ}$, МПа

$$\sigma_{-1кор}^{ЗТ} = \frac{577,5 - 0,105 \cdot \sigma_B}{41,94 - \sqrt{86,05 + 1,703 \cdot \sigma_B}} \quad (14)$$

Таким образом, на основе экспериментальных исследований получены аналитические зависимости для определения предела ограниченной выносливости сталей НКТ в условиях минерализации Усинского ($M \approx 80$ г/л) и Западно-Тэбукского ($M \approx 130$ г/л) нефтяных месторождений, что, в свою очередь, позволяет оценить коррозионно-усталостное состояние НКТ по результатам контроля (мониторинга) развития структурных микро- и макротрещинных дефектов сталей в солевых средах.

Текущий контроль параметров коррозионно-усталостного состояния НКТ осуществляется путем мониторинга динамики развития микро- и макротрещинных структурных дефектов. Размер этих дефектов может быть определен, исходя из известной теории, через коэффициент пороговой интенсивности напряжений $K_{лтр}$, зависящий от структурных особенностей стали (зернистости d_3) и текущих прочностных свойств (σ_T, σ_B, ψ). Схема мониторинга коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах представлена на рис. 2.

Мониторинг динамики развития микро- и макротрещинных структурных дефектов стали НКТ основан на

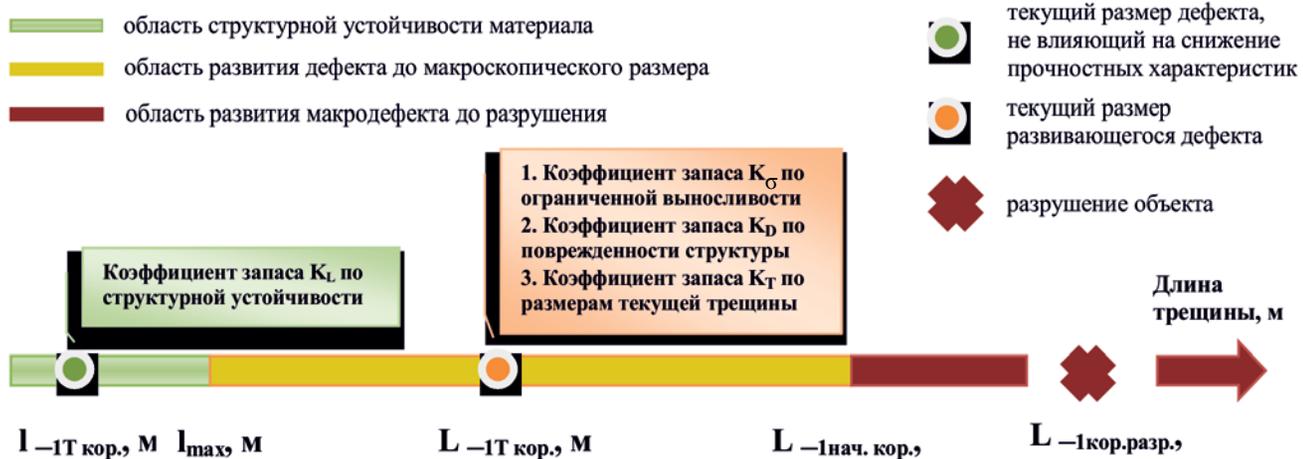


Рис. 2. Схема мониторинга коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах.
 $L_{-IT\text{ кор.}}$, $L_{-1\text{ кор.разр.}}$ – длина текущей трещины стали НКТ, определяемая известными методами неразрушающего контроля, м;
 $L_{-нач. кор.}$ – длина начальной макротрещины стали НКТ, м;
 $L_{-1\text{ кор.разр.}}$ – длина макротрещины стали НКТ в момент разрушения, м;
 l_{max} – максимальная длина микродефекта, не влияющая на процесс усталостного повреждения стали НКТ, м.

применении существующих методов неразрушающего контроля, позволяющих определять текущий размер дефекта структуры металла, который может находиться как в области структурной устойчивости материала, так и в зоне роста до своего критического значения.

Применение известных расчётных зависимостей и полученных экспериментальных данных дает возможность рассчитать максимальный размер микродефекта, не влияющий на процесс усталостного повреждения материала, длину начальной и критической макротрещины при воздействии коррозионной среды, а также теоретический предел выносливости неповрежденной структуры, предел ограниченной выносливости при текущем размере дефекта, предельную и текущую поврежденность стали НКТ.

Коэффициент пороговой интенсивности напряжений K_{th0} при отнулевом цикле нагружения (коэффициент асимметрии $r = 0$), $M\text{Па} \cdot \sqrt{m}$, определяется:

$$K_{th0} = \sqrt{\frac{R_{MCe} \left(\frac{1}{m}+1\right) \cdot D_n \left(\frac{1}{m}+1\right) \cdot 4 \cdot \pi \cdot d_{стр}}{1,7 \cdot \sigma_T \left(\frac{1}{m}-1\right)}}, \quad (15)$$

где R_{MCe} – критерий сопротивления микросколу стали в деформированном состоянии с учетом повышения первого главного напряжения в случае сложнапряженного состояния, МПа;

m – коэффициент степенного упрочнения стали при пластическом деформировании;

D_n – коэффициент перенапряжения, учитывающий повышение предела выносливости в случае сложнапряженного состояния;

$d_{стр}$ – эффективный диаметр элемента, определяющий свойства пластически деформированной структуры и зависящий от размера зерна стали, м;

σ_T – предел текучести стали, МПа.

По гипотезе М. Huber и R. Mises максимальный размер микродефекта l_{max} , м, не влияющий на процесс усталостного повреждения стали:

$$l_{max} = k \cdot \left(\frac{K_{th-1}}{\sigma_T} \right)^2, \quad (16)$$

где k – коэффициент для гипотезы М. Huber и R. Mises, $k = 0,03$;

K_{th-1} – коэффициент пороговой интенсивности напряжений при симметричном цикле нагружения ($r = -1$), $M\text{Па} \cdot \sqrt{m}$

$$K_{th-1} = \frac{\Delta K_{th-1}}{1-r}, \quad (17)$$

где ΔK_{th-1} – предельный размах коэффициента пороговой интенсивности напряжений при симметричном цикле ($r = -1$), $M\text{Па} \cdot \sqrt{m}$.

Предел выносливости σ_{-1H} , МПа, неповрежденной структуры сталей определяется выражением, содержащим максимальный размер микродефекта l_{max} , м

$$\sigma_{-1H} = \frac{\sigma_{fc}}{\sqrt{\pi \cdot l_{max} \cdot \left(\frac{\sigma_{fc}}{K_{th-1}} \right)^2 + 1 - \mu + \mu^2}}, \quad (18)$$

где σ_{fc} – циклический предел текучести, МПа;

μ – коэффициент Пуассона.

Предельная поврежденность $D_{-1\text{ кор.разр.}}$ стали НКТ в среде пластовых вод

$$D_{-1\text{ кор.разр.}} = \frac{\sigma_{-1H} - \sigma_{-1\text{ кор.}}}{\sigma_{-1H}} \quad (19)$$

Значение текущей $\sigma_{-1\text{Ткор}}$ ограниченной выносливости стали НКТ в среде минерализованных пластовых вод рассчитываются по известному измеренному методами неразрушающего контроля значению текущей длины трещины $L_{-1\text{Ткор}}$ согласно зависимости (18).

Тем самым, рассчитав значение текущей ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{Ткор}}$, можно вычислить коэффициент запаса K_σ по ограниченной выносливости сталей НКТ до разрушения в среде минерализованных пластовых вод:

$$K_\sigma = \frac{\sigma_{-1\text{Ткор}}}{\sigma_{-1\text{кор}}} > 1 \quad (20)$$

Текущая поврежденность $D_{-1\text{Ткор}}$ металла лифтовых колонн в среде минерализованных пластовых вод может быть рассчитана с использованием зависимости (19) по значению текущей ограниченной выносливости $\sigma_{-1\text{Ткор}}$ стали НКТ.

Коэффициент запаса K_D по поврежденности структуры металла до разрушения НКТ рассчитывается:

$$K_D = \frac{D_{-1\text{кор.разр.}}}{D_{-1\text{Ткор}}} > 1 \quad (21)$$

Длина макротрещины разрушения сталей НКТ при испытаниях под воздействием пластовой воды $L_{-1\text{кор.разр.}}$, м, вычисляется:

$$L_{-1\text{кор.разр.}} = \frac{K_{\text{th}}^2 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{fc}}^2}{\sigma_{-1\text{кор.}}^2} - 1 + \mu - \mu^2 \right)}{\pi \cdot \sigma_{\text{fc}}^2} \quad (22)$$

Стадия развития микродефектов, не влияющих на процесс усталостного повреждения стали, характеризует её структурную устойчивость. Тогда отношение длины предельного микродефекта I_{max} к текущей длине трещины $L_{-1\text{Ткор}}$ (при условии $I_{\text{max}} > L_{-1\text{Ткор}}$) будет представлять собой коэффициент запаса K_L структурной устойчивости стали НКТ в минерализованных средах:

$$K_L = \frac{I_{\text{max}}}{L_{-1\text{Ткор}}} > 1 \quad (23)$$

При текущей длине трещины $L_{-1\text{Ткор}} > I_{\text{max}}$ коэффициент запаса K_T по росту трещины до разрушения НКТ рассчитывается:

$$K_T = \frac{L_{-1\text{кор.разр.}}}{L_{-1\text{Ткор}}} > 1 \quad (24)$$

Таким образом, расчётно-экспериментальные значения позволяют вычислить предложенные коэффициенты запаса по структурной устойчивости, по росту трещины до разрушения, по ограниченной выносливости и поврежденности структуры стали НКТ в минерализованных пластовых средах, что обеспечивает проведение дублирующего мониторинга коррозионно-усталостного состояния лифтовых колонн, работающих в солевых средах.

Выводы

1. Установлено, что коэффициент коррозионного влияния, отнесенный к единице прочности стали, представляет собой удельный показатель, зависит от временного сопротивления разрыву стали и минерализации пластовой среды воздействия. Показано, что полученные зависимости соответствуют результатам исследований, проведенных на растворах NaCl, с аппроксимацией 0,99. На основании удельного показателя получены эмпирические выражения, позволяющие рассчитать предел ограниченной выносливости сталей групп прочности «Д», «К», «Е» и «Л» для условий Усинского и Западно-Тэбукского нефтяных месторождений. При необходимости аналогичные выражения могут быть получены для любого типа пластовых вод.

2. На основе полученных параметров зернистости и предела ограниченной выносливости найдены выражения для расчета длин не критичных и критичных трещин, характеризующих стадии латентного накопления микродефектов и их развития до разрушения стали в минерализованных средах. Эти выражения положены в основу расчета предела ограниченной выносливости неповрежденной структуры стали НКТ, текущий предел ограниченной выносливости, предельную и текущую поврежденности стали НКТ в минерализованных средах.

3. Предложен метод оценки коррозионно-усталостного состояния НКТ в минерализованных средах с помощью расчета коэффициентов запаса по ограниченной выносливости, поврежденности структуры металла, структурной устойчивости сталей и размерам текущей трещины, что обеспечивает дублирующий мониторинг за техническим состоянием НКТ в процессе эксплуатации в солевых условиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Юшин Е.С. К методике коррозионно-усталостных испытаний образцов НКТ при изгибе с вращением на машине МУИ-6000 [Текст] / Е.С. Юшин, И.Ю. Быков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М: ОАО «ВНИИОЭНГ»,– 2011. – № 12. – с. 23–26.
2. Быков И.Ю. Методика оценки влияния пластовых вод на усталостную прочность насосно-компрессорных труб [Текст] / И.Ю. Быков, Е.С. Юшин // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М.: ООО «Ай Ди Эс Дрилинг», 2014. – №3. – с. 36–42.

REFERENCES

1. Tubing specimen corrosion-fatigue testing under bending and rotating with the use of МУИ – 6000 [Text] / E.S. Jushin, I.Ju. Bykov // Construction of oil and gas wells on shore and off shore M: JSC «VNIIOJENG» – 2011. – #12. – p. 23–26.
2. Bykov I.Ju The influence of produced water on tubing corrosion-fatigue: evaluation method [Text] / I.Ju. Bykov, E.S. Jushin // Scientific and technical journal Oil-Engineer, M.: LLC «IDS Drilling Group», 2014. – #3. – p. 36–42.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

3. Юшин Е.С. Оценка влияния пластовой воды на усталостную прочность сталей для насосно-компрессорных труб [Текст] / И.Ю. Быков, Е.С. Юшин // Всероссийская научно-практическая конференция «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство»: материалы конференции (14–18 апреля 2014 г., Альметьевск): в 2 ч.; ч. 1. – Альметьевск : АГНИ, 2014. – с. 354–359.
4. Юшин Е.С. К методике оценки выносливости сталей для насосно-компрессорных труб под воздействием пластовых вод Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [Текст] / Е.С. Юшин, И.Ю. Быков // Сборник научных трудов: материалы научно-технической конференции (22–25 апреля 2014 г., Ухта): в 3 ч.; ч. 1 / под ред. Н. Д. Цахая. – Ухта: УГТУ, 2014. – с. 121–126.
5. Степнов М.Н. Статистические методы обработки результатов механических испытаний [Текст]: справочник / М.Н. Степнов, А.В. Шаврин. – М.: «Машиностроение», 2005. – 488 с.
6. ГОСТ 25.504–82. Расчеты и испытания на прочность. Методы расчета характеристик сопротивления усталости [Текст]. – Введ. 1983–07–01. – М.: Издательство стандартов, 2005. – 55 с.
7. Северинчик Н.А. Долговечность и надёжность геологоразведочных бурильных труб [Текст] / Н.А. Северинчик, Б.В. Копей. – М.: «Недра», 1979. – 176 с.

REFERENCES (ending)

3. Jushin E.S The influence of produced water on tubing steel corrosion-fatigue: evaluation method [Text] / I.Ju. Bykov, E.S. Jushin // Proceedings of Russia national academic and research conference on Oil and Gas Sector – Education, Science and Production (April 14–18, 2014, Almet'yevsk), 2 parts, part 1, - Almet'yevsk, : AGNI, 2014. – p. 354–359
4. Jushin E.S The influence of produced water on tubing steel corrosion-fatigue of Timan-Pechora Oil and Gas province: evaluation method. [Text]/ E.S. Jushin, I.Ju. Bykov // Proceedings of scientific and technical conference (April 14–18, 2014, Ukhta,) 3 parts, part 1 / Under the editorship of N.D. Chadaja – Ukhta, UGTU, 2014. – p. 121–126.
5. M.N. Stepnov Mechanical testing statistics [Text] Reference book / M.N. Stepnov, A.V. Shavrin. – M.: Mashinostroenie, 2005. – 488 p.
6. GOST 25.504–82. Strength testing and evaluation. Endurance strength - performance calculation method [Text] - put in force 1983–07–01 – M.: Izdatel'stvo standartov, 2005. – 55 s.
7. Severinchik N.A Drill pipes for geologic exploration: durability and reliability [Text] / N.A. Severinchik, B. V. Kopej. – M.: Nedra, 1979. – 176 p.

УДК 622.691.4:628.517

Исследование работы деформации при растяжении образцов металла из трубопроводов газораспределительной станции после продолжительной эксплуатации

И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор
(Ухтинский государственный технический университет)

И.Н. Биримло - начальник лаборатории надежности объектов газотранспортной системы;
П.А. Кузьбожев - специалист группы интеллектуальной собственности
(Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта)

При проведении капитального ремонта газораспределительной станции (ГРС) ООО «Газпром трансгаз Ухта» были отобраны фрагменты труб для изучения особенностей

изменения свойств металла при длительной эксплуатации (37 лет). Для проведения сравнительной оценки был отобран металл из надземных трубопроводов

высокого (2,8 МПа) и низкого (1,2 МПа) давления, из которого были изготовлены образцы для проведения механических испытаний по ГОСТ 1497-84 [1]. Принципы отбора образцов обусловлены тем, что на трубопроводе высокого давления выше давление, но режим его воздействия квазистатический, на трубопроводе низкого давления давление ниже, но добавляется воздействие высокоскоростного потока газа после редуцирующего клапана-регулятора. Характеристики трубопроводов: тип прокладки – надземный, на опорах, диаметр труб – 426 мм, толщина стенки труб – 10 мм, марка стали труб – сталь ст. 4.

Изготавливались образцы двух типов: полной толщины трубы с сохранением фактического состояния внутренней и наружной поверхностей труб, и образцы уменьшенной толщины, которые располагались в пределах сечения толщины стенки трубы следующим образом:

- с сохранением наружной поверхности трубы (образцы № 3 и 6);
- с сохранением внутренней поверхности трубы (образцы № 5 и 8);
- посередине толщины стенки трубы (образцы № 4 и 7).

Образцы полной и уменьшенной толщины вырезались, как в продольном, так и в поперечном направлениях относительно продольной оси трубы. Было изготовлено и испытано 4 образца полной толщины и 12 образцов уменьшенной толщины, всего 16 образцов.

Целью работы являлось определение работы деформации при растяжении образцов и исследование её взаимосвязей со стандартными характеристиками механических свойств металла труб.

Полученные результаты были распределены по градации относительного удлинения после разрыва образцов, характеризующего пластические свойства металла (табл. 1). Введено 3 группы: недостаточно пластичных ($\delta < 20\%$), пластичных ($\delta = 20-26\%$) и высокопластичных ($\delta > 20\%$) образцов.

В ходе испытаний образцов на статическое растяжение получены полные диаграммы растяжения в координатах «усилие-удлинение», наиболее типичные из которых представлены на рис. 1 (а, б) и диаграммы, пересчитанные в координаты «напряжения-деформации» (рис. 1, в, г).

Анализ начальных участков диаграмм в области упругого деформирования показывает, что экспериментальные данные могут быть аппроксимированы уравнением вида

$$\sigma = a \cdot \ln(\varepsilon + b) - c, \quad (1)$$

где a, b, c – коэффициенты, определяемые экспериментально;

– относительное удлинение после разрыва образцов, %.

Значения коэффициентов в уравнении (1) для группы образцов №2 были определены в зависимости от условного предела текучести материала образцов с достаточным коэффициентом приближения линейного приближения (для зависимости коэффициента a , $R^2 = 0,97$, коэффициента b , $R^2 = 0,86$, коэффициента c , $R^2 = 0,58$) (рис. 2 а, в, д). Для группы образцов №10 аналогичных зависимостей не прослеживается (рис. 2, б, г, е).

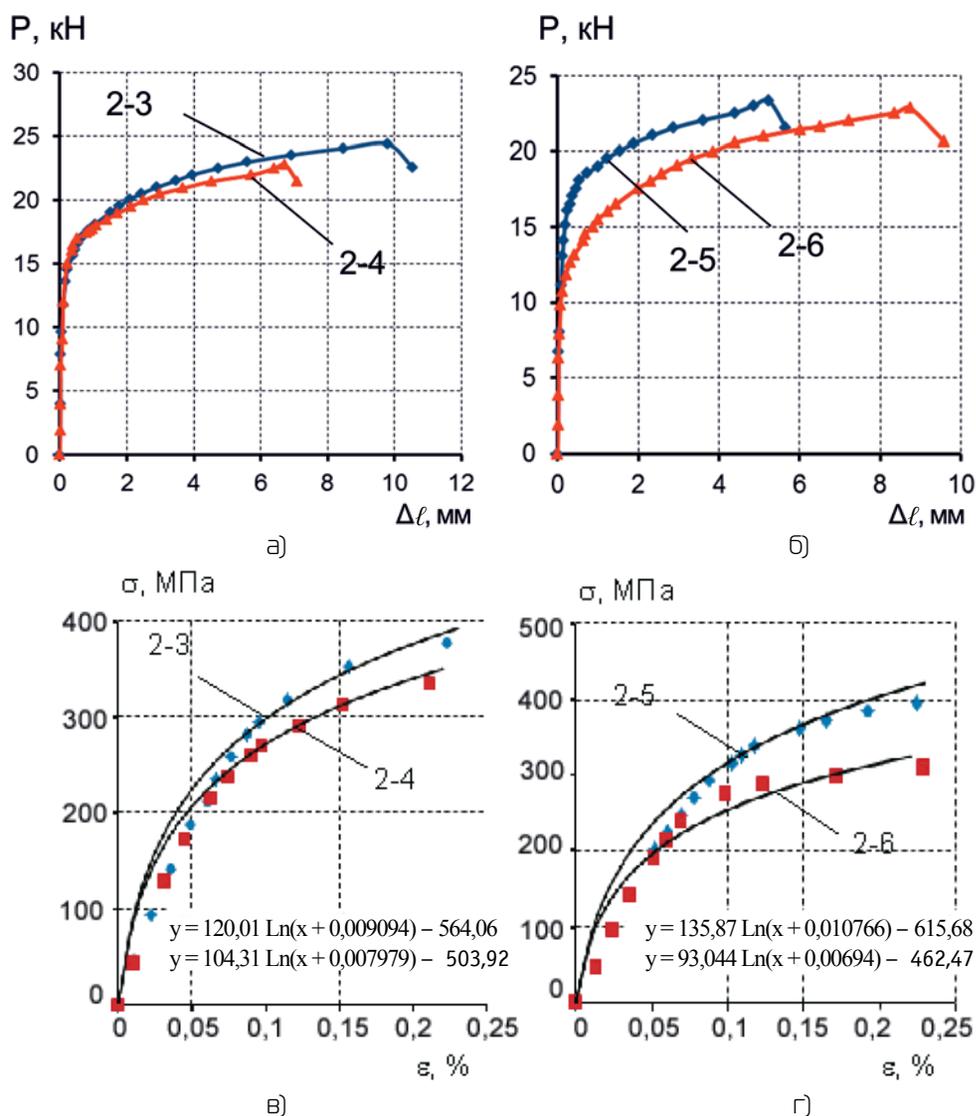


Рис. 1. Полная диаграмма растяжения в координатах «усилие-удлинение» (а, б) и участки диаграммы в области упругого деформирования в координатах «напряжения-деформации» (в, г); а, в) образцы 2-3 и 2-4; б, г) образцы 2-5 и 2-6.

Таблица 1. Градация испытанных образцов металла по пластическим свойствам.

Номер образца	Описание образца		Характеристики механических свойств					
	Местоположение по толщине стенки трубы	Направление вырезки образца	$\sigma_{0,2}$, МПа	σ_B , МПа	$\sigma_{разр}$, МПа	δ , %	ψ , %	E , ТПа
Недостаточно пластичные образцы								
10-3	Снаружи	поперечное	312	494	623	12,5	31,0	0,191
2-5	Снаружи	поперечное	388	526	628	13,8	21,0	0,197
2-3	Снаружи	поперечное	372	534	707	17,5	28,5	0,182
2-1	Полной толщины	поперечное	278	504	709	18,2	32,7	0,196
10-1	Полной толщины	поперечное	353	530	655	19,6	25,0	0,189
Пластичные образцы								
10-6	Снаружи	продольное	339	511	775	20,0	47,1	0,167
10-5	Внутри	продольное	350	547	781	21,2	36,0	0,175
2-2	Полной толщины	продольное	286	515	767	21,6	39,9	0,200
2-8	Внутри	продольное	265	520	733	22,5	34,6	0,194
10-2	Полной толщины	продольное	358	534	1037	22,5	61,3	0,189
10-4	Посередине	поперечное	346	560	707	22,5	35,5	0,174
2-6	Снаружи	продольное	301	544	814	23,8	39,6	0,191
10-7	Посередине	продольное	321	548	906	23,8	53,7	0,193
Высокопластичные образцы								
2-4	Посередине	поперечное	327	526	770	26,2	37,2	0,194
10-8	Внутри	продольное	328	536	932	26,2	56,0	0,189
2-7	Посередине	продольное	338	524	806	27,5	45,8	0,200

Известно, что площадь диаграммы растяжения (рис. 3) определяет работу, затраченную на растяжение образца при испытаниях [2]:

$$A = \int_0^{\Delta l} (F + dF) dl \approx \int_0^{\Delta l} F dl, \quad (2)$$

где F – нагрузка, Н;
 Δl – удлинение образца, м.

Удельная работа деформации образца (работа деформации единичного объема) определяется по выражению

$$A_{уд} = \frac{A}{S_0 \cdot l_0}, \quad (3)$$

Работа деформации образцов определялась по диаграмме «нагрузка-удлинение» как сумма площадей элементарных трапеций. Расчетное выражение для расчета работы деформации следующее:

$$A_i = \sum_{i=1}^n \left(\left(\frac{F_i + F_{i+1}}{2} \right) \cdot (\Delta l_{i+1} - \Delta l_i) \right) \quad (4)$$

где i – шаг нагружения образца;
 F_i, F_{i+1} – нагрузка на каждом шаге нагружения, Н;
 $\Delta l_i, \Delta l_{i+1}$ – удлинение образца на каждом шаге нагружения, м;
 n – общее количество шагов нагружения.

Распределения удельной работы деформации образцов при растяжении представлены на рис. 4.

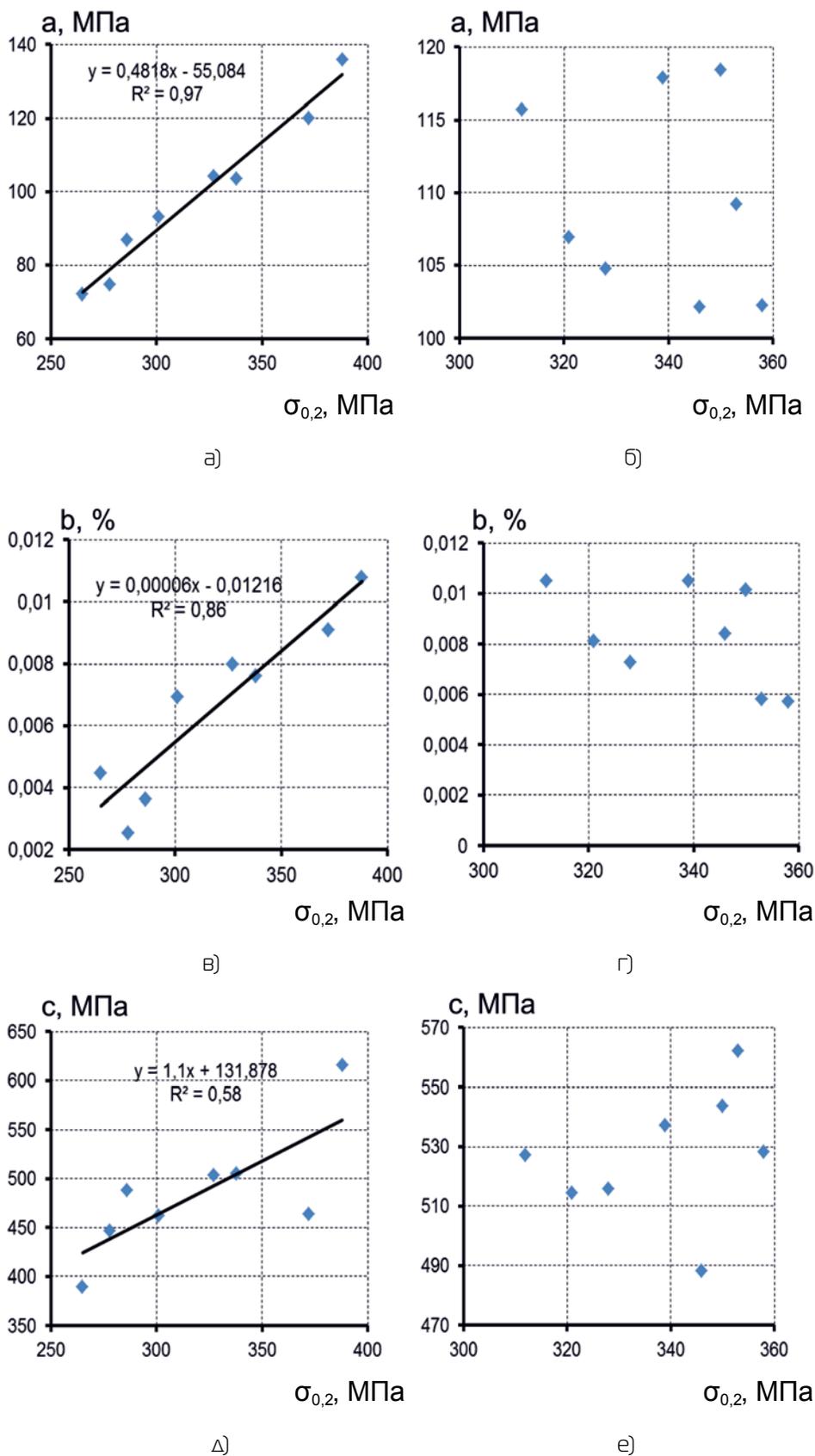


Рис. 2. Зависимости коэффициентов a , b и c от условного предела текучести в области упругого деформирования экспериментальной зависимости «напряжения-деформации».

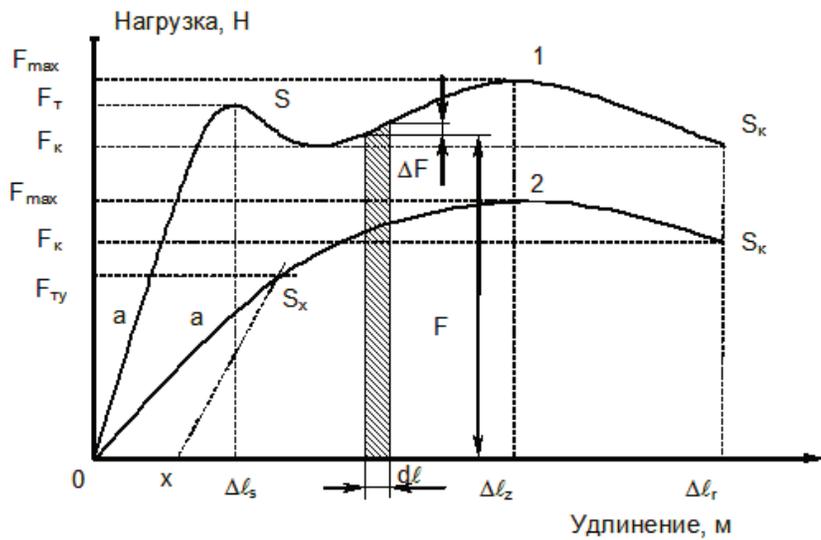


Рис. 3. Диаграмма растяжения образца
 S_x - условный предел текучести; S_k - предел прочности при разрыве
 1 - материал имеет предел текучести; 2 - материал не имеет предела текучести; а - участки прямолинейного направления кривой в начале кривой «нагрузка-удлинение»; S - предел текучести; x - отрезок на оси удлинения для определения условного предела текучести.

Установлено, что минимальные значения полной удельной работы деформации характерны для образцов, которые имеют минимальные значения относительного удлинения после разрыва: 0,04 Дж/мм³ у образца №10-3 ($\delta = 12,5\%$), 0,06 Дж/мм³ у образца №2-5 ($\delta = 13,8\%$), 0,08 Дж/мм³ у образца №2-3 ($\delta = 17,5\%$). При этом образец №2-1, который по относительному удлинению примерно сопоставим с образцом №2-3 ($\delta = 18,2\%$), по значению полной удельной работы деформации соответствует ее среднему уровню значений (0,12 Дж/мм³).

Максимальное значение полной удельной работы деформации характерно для образца № 2-2 (0,14 Дж/мм³). При этом относительное удлинение после разрыва образца №2-2 ($\delta = 21,6\%$) укладывается в диапазон нормативных значений, но приближено к нижней нормативной границе 20%.

Выводы

1. Для описания начальных участков диаграмм в области упругого деформирования при растяжении образцов применительно к металлу труб технологической обвязки газораспределительной станции с рабочим давлением 1,2 МПа получена логарифмическая зависимость относительного удлинения после разрыва образцов от набора коэффициентов, устанавливаемых экспериментально в зависимости от величины условного предела текучести металла.

2. Установлено, что минимальные значения полной удельной работы деформации характерны для образцов, которые имеют минимальные значения относительного удлинения после разрыва.

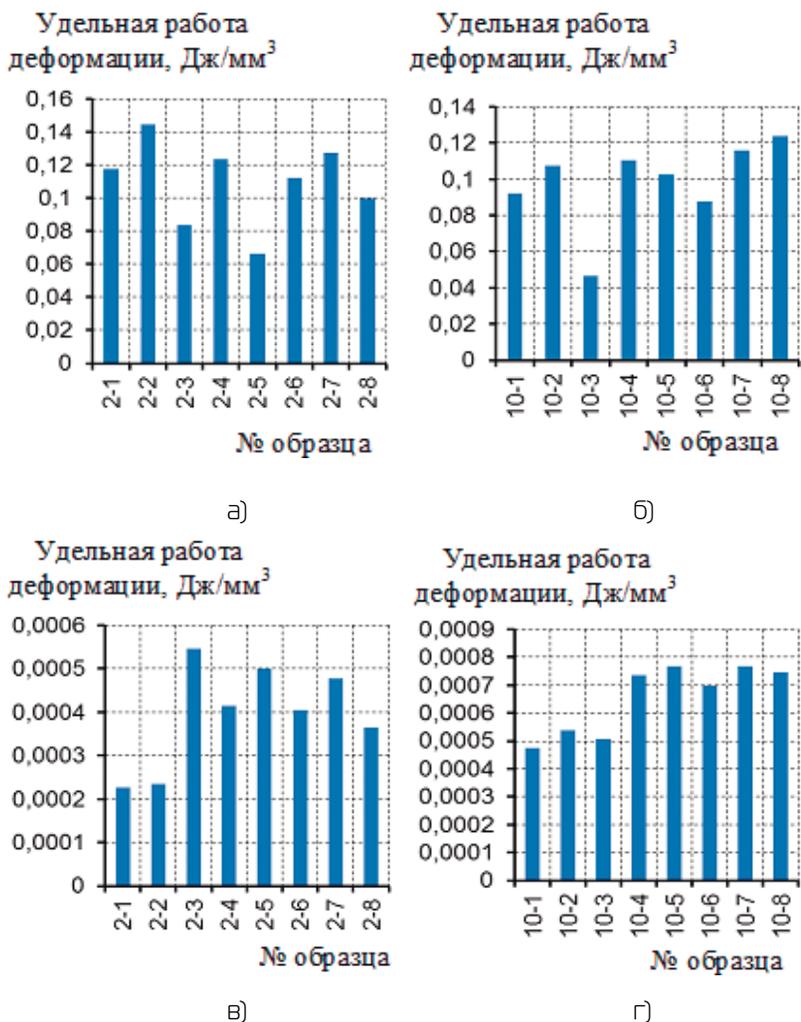


Рис.4. Удельная работа деформации образцов при растяжении:
 а, б - полная; в, г - в упругой области.

ЛИТЕРАТУРА

- ГОСТ 1497-84 Металлы. Методы испытаний на растяжение. – М.: ФГУП «Стандартинформ», – 2005. – 22 с.
- Писаренко Г.С. Справочник по сопротивлению материалов. – Киев: Наукова думка, – 1975. – 704 с.

REFERENCES

- GOST 1497-84 Metals. Tensile test methods . – M.: FGUP Standartinform. – 2005. – 22 s.
- Pisarenko G.S Strength of Materials reference book – Kiev: Naukova dumka, – 1975. – 704 p.

УДК 622.241

Разработка элементов эффективной технологии бурения скважин на месторождениях углеводородов предприятия «Вьетсовпетро»

Н.В. Соловьев - доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;
Нгуен Тиен Хунг - аспирант

(Российский Государственный Геологоразведочный Университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ-РГГРУ))

Совместное предприятие «Вьетсовпетро» СРВ (Социалистическая Республика Вьетнам) и России является символом дружбы народов Вьетнама и России. Это предприятие было создано с целью разведки и эксплуатации месторождений нефти и газа на континентальном шельфе СРВ. За период более чем тридцатилетней деятельности предприятием «Вьетсовпетро» пробурено 368 скважин, из которых 61 поисковые и разведочные скважины.

В настоящее время работы ведутся в пределах геологической структуры «Южный Дракон-Дой Мой» (NR-DM), которая расположена в пределах двух лицензионных блоков (09-1 и 09-3) континентального шельфа юга СРВ на расстоянии 135 км от порта Вунг Тау и 110 км от береговой линии.

Для целей эксплуатации нефти и газа была пробурена скважина № 406, конструкция которой была разработана на основе анализа графиков совмещенных значений эквивалентов пластового давления ($P_{пл}$) и давления гидроразрыва ($P_{гр}$), а так же с учетом возможных осложнений при бурении (рис. 1).

Следует отметить, что в интервале 3010÷3715 м эквивалент пластового давления равен 1,32, что обусловлено наличием в этой толще пропластков углеводородов в песчаниках, алевролитах.

При бурении в толще трещиноватых гранитов эквивалент пластового давления снижается до 0,8, поэтому до кровли (3710 м) продуктивной толщи предусмотрен спуск эксплуатационной колонны диаметром 245 мм.

Авторами проанализированы технология и технико-экономические показатели процесса бурения скважины №406. Основной особенностью такой скважины является то, что процесс её бурения происходил в условиях, когда самый большой интервал бурения (составил 2000 м) долотами диаметром 311 мм приурочен к неоднородным по свойствам и составу горным породам I÷VI категории по твердости. Поэтому в процессе бурения возникало наибольшее число осложнений, связанных с сальникообразованиями, затяжками, кратковременными прихватами, сужениями ствола

скважины. Эти осложнения актуализируют направление наших исследований – повышение эффективности процесса бурения скважин за счет увеличения механической скорости бурения и снижения числа возможных осложнений, а также их последствий.

В зависимости от привода вращения долота, диаметра скважины и величины механической скорости бурения исследуемую скважину № 406 разбили на 8 интервалов,

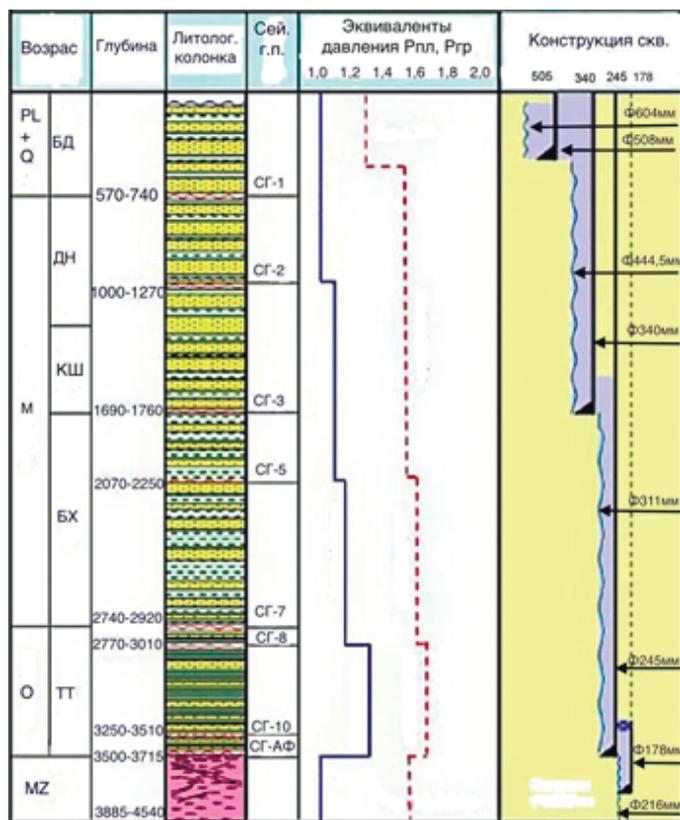


Рис. 1. График совмещённых давлений и конструкция скважины № 406.

в пределах которых анализировались значения параметров режима бурения и механической скорости бурения. Основной целью такого анализа является установление закономерности изменения механической скорости бурения в характерных горных породах применительно к конкретному приводу вращения долота – роторный способ или с помощью роторно-управляемой системы (РУС). При этом поинтервально рассматривались возможные осложнения с целью разработки рекомендаций по их устранению путём регулирования параметров режима бурения, а также выбора состава и свойства буровых растворов с учетом ранее полученных нами результатов для аналогичных условий бурения [1, 2, 3].

Ниже остановимся на поинтервальном и анализе технологии бурения и достигаемых показателях процесса бурения наклонно-направленной скважины №406.

В интервале 0÷350 м бурения под обсадную колонну диаметром 505 мм ствол скважины вертикальный. В интервале бурения 350÷1170 м осуществляли увеличение зенитного угла с интенсивностью 1,8°/100 м., что позволило получить ствол скважины с зенитным углом 27,5°. В интервале бурения под спуск технических обсадных колонн диаметром 340 мм и 245 мм проводка скважины осуществлялась при стабилизации зенитного угла. В интервале 3500÷3900 м осуществляли увеличение зенитного угла с интенсивностью 2,17°/100 м., что позволило получить ствол скважины с зенитным углом 37,53°. В интервале 3900÷4380 м осуществлено вскрытие нефтегазового пласта с постоянным зенитным углом. Основные параметры ствола скважины приведены на рис. 2.

Для анализа показателей процесса бурения фиксировались следующие параметры:

- осевая нагрузка на долото (P);
- расход промывочной жидкости (Q);
- частота вращения (n);
- крутящий момент ($M_{кр}$);
- механическая скорость бурения ($V_{мех}$).

Указанные параметры режима бурения в пределах характерных интервалов задавались в соответствии с разработанным геолого-техническим нарядом, а их фактические значения реализовывались с помощью автоматизированной системы управления процессом бурения. Первичные реализуемые параметры режима бурения представлены в виде диаграммы, которые позволяют проследить их изменения по стволу скважины. Нами были обработаны полученные фактические материалы. Результаты обработки первичных технологических материалов представлены на рис. 3.

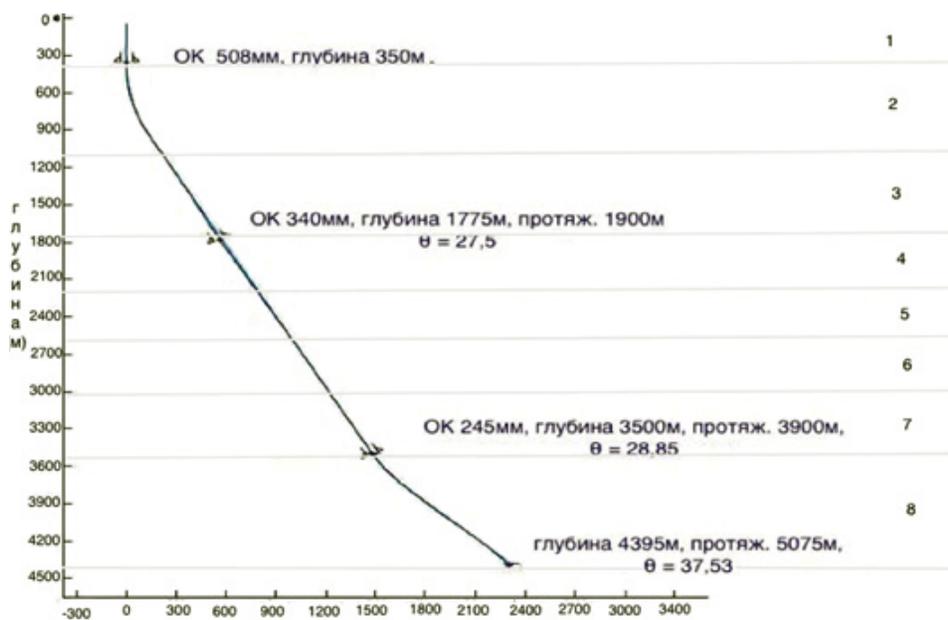


Рис. 2. Параметры профиля ствола скважины №406.

Результаты обрабатывались с помощью стандартной компьютерной программы, позволяющей установить изменения параметров режима бурения применительно к породоразрушающему инструменту, составу и свойствам горных пород. Результаты исследований представлены в табл. 1.

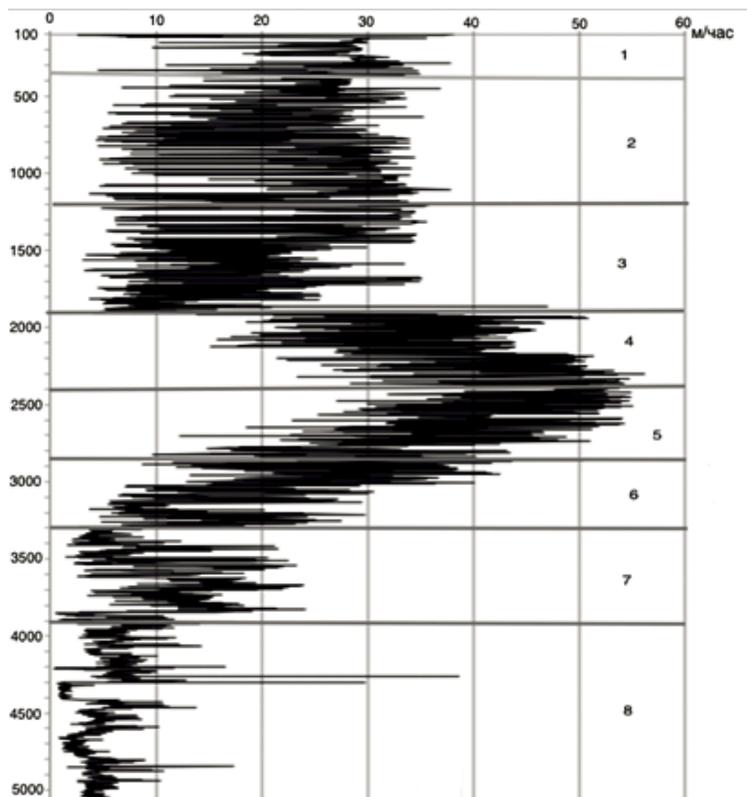


Рис. 3. Изменение механической скорости бурения по длине ствола скважины.

Таблица 1. Параметры процесса бурения в различных интервалах.

интервал, м			V _{мех} , м/ч	ΔV, м/ч	Q, дм ³ / с	Δ Q, дм ³ /с	P, кН	ΔP, кН	n, об/ мин	Δ n, об/ мин	M, н.м .10 ³	Δ M, н.м	P.п., кН.об /мин	Δ P.п кН.об/ мин
№	глубина	протяж-ти												
1	0÷350	0÷350	26,3	-0,2	58	0	18,6	+6	64	-4,9	6,5	+3,2	1200	+320
2	350÷1125	350÷1170	24,3	+0,4	54	+10,6	50,9	+29	173	+43	5,3	+8,7	8540	+7070
3	1125÷1775	1170÷1900	19,5	-9,1	56	+2	65,2	+57	199	+34	16,4	+6,2	12910	+19200
4	1775÷2216	1900÷2400	38,2	+9,2	56	-2	105	+28	127	+23	20,8	+2,7	13600	+1180
5	2216÷2610	2400÷2850	32,9	-17,3	57	0	105	+20	132	-4	25,4	+5,0	13800	+2530
6	2610÷3010	2850÷3300	18,8	-14,1	57	0	130	+17	141	+16	26,6	-1,2	18280	+4390
7	3010÷3500	3300÷3900	10	+5,3	54	-3,5	133	-2,2	157	-24	25,9	-1,9	21190	-7960
8	3500÷4380	3900÷5075	4,7	-2,2	36	0	102	+16	137	+28	19,7	+9,7	44780	+17680

Ниже проводится поинтервальный анализ изменения параметров режима бурения и показателей, характеризующих эффективность процесса бурения скважины:

1. Первый интервал 0÷350 м.

Горные породы представлены в основном, рыхлыми крупнозернистыми песками (иногда песчаниками), гравием с тонкими прослоями алевроитов и мергелистых глин. Категория по твердости I-II и образивности I-II. В этом интервале бурение велось с приводом вращения ротором с шарошечным долотом диаметром 640 мм. Фактические параметры режима бурения: нагрузка (P) на долото 18,6 кН, расход (Q) промывочной жидкости 58 дм³/с, частота (n) вращения 64 об/мин и крутящий момент (M_{кр}) на долоте 6500 Н·м. Применялся полимерно-глинистый раствор с повышенной вязкостью за счет добавок катионного полимера. Осложнений не наблюдалось. Средняя механическая скорость составила 26,3 м/час.

2. Интервал 350÷1170 м по протяженности (350÷1125 м по глубине).

Горные породы представлены в основном кварцевыми песками с дресвой и гравием, чередующимися с глинистыми алевроитами и глинами. Встречаются тонкие прослой карбонатных пород и линзы бурых углей. Категория по твердости II-III и образивности I-II.

В этом интервале бурение велось с использованием винтового забойного двигателя диаметром 441 мм, долотом 444,5 мм с целью достижения максимального зонитного угла 27,5°.

Параметры режима бурения: P = 50,9 кН; Q = 54 дм³/с; n = 173 об/мин. Применялся полимерно-глинистый раствор. Осложнений не наблюдалось. Средняя механическая скорость бурения составила 24,3 м/час.

Горные породы в этом интервале имеют более высокую категорию по твердости (II-III), чем в интервале 0÷350 м и, кроме того, в породах этого интервала присутствует глина в виде пропластков с высокими пластичными свойствами. Максимальная механическая скорость бурения в таких породах может быть достигнута при разрушении её в режиме резания. Однако для достижения режима резания в этом интервале необходимо было бы применять роторный привод вращения долота. Использование винтового забойного двигателя (ВЗД) позволяет развивать высокую частоту вращения, что способствует снижению глубины внедрения зубьев трёхшарошечного долота и уменьшению механической скорости бурения. Применение в этом интервале винтового забойного двигателя необходимо для набора кривизны, что приводило к необходимости фрезерования стенок скважины, и снижению нагрузки, передаваемой на забой.

3. Интервал 1170÷1900 м по протяжённости (1125÷1775 м по глубине).

Горные породы в этом интервале представлены аркозовыми песчаниками, чередующимися с песками, глинистыми алевролитами и глинами. Встречаются прослои гравия, мергелистых глин и бурых углей. Категория по твёрдости II-III и абразивности I-II. Осложнений не происходило. Значение средней механической скорости составило 19,5 м/час.

Этот интервал соответствовал стабильному значению зенитного угла. Бурение велось с применением ВЗД долотом 444,5 мм. Применялся лигно-сульфонатный буровой раствор с пеногасителем. В данном интервале наблюдалось увеличение крутящего момента до 1642 Н·м, при заметном снижении механической скорости до 19,5 м/час.

Количество глины в этом интервале в составе горных пород увеличивается, что приводит к сужению ствола скважины, кратковременным прихватам инструмента, сопровождающимся увеличением крутящего момента (см. интервал №3 на рис. 4). Образец диаграммы характеризующий изменение крутящего момента в этом интервале приведен на рис. 4. Для устранения этих осложнений целесообразно совершенствовать состав бурового раствора за счет введения полимерных реагентов [1].

4. Интервал 1900÷2400 м.

Горные породы представлены глинами и песчаниками. Из песчаных пластов свиты (21, 22) на центральном участке были получены промышленные притоки нефти. Категория пород по твёрдости II-III и абразивности I-II.

Этот интервал расположен в пределах 1900÷3900 м. Бурился долотом диаметром 311 мм и соответствовал стабильному значению зенитного угла. Бурение велось с применением роторной управляемой системы (РУС) Autotrak компании «Бейкер Хьюз» долотом PDC. В данном интервале параметры режима бурения составляли: $P = 104,8$ кН; $Q = 56$ дм³/с; $n = 127$ об/мин; $M = 20800$ Н·м. Применялся ингибирующий глинистый раствор, обработанный алюмокалиевыми квасцами. Осложнения не происходили. При этом механическая скорость бурения резко увеличивалась до 38,2 м/час.

Бурение в этом интервале велось с применением РУС, что способствовало уменьшению частоты вращения по сравнению с ВЗД. Это приводило к увеличению глубины внедрения породоразрушающих элементов долота PDC и сопровождалось увеличением механической скорости бурения. Горные породы в этом интервале характеризуются пластичными свойствами и максимальная механическая скорость бурения достигалась при разрушении горных пород в режиме резания.

5. Интервал 2400÷2850 м по протяжённости (2216÷2610 м по глубине).

Горные породы представлены переслаиванием мелких и среднезернистых песчаников, а также тонких пропластков глин в верхней части и переслаивающимися между собой аргиллитами, алевролитами и песчаниками континентального генезиса в нижней. Категория по твёрдости III-IV и абразивности I-II.

Параметры режима бурения и тип бурового раствора были те же, что и в предыдущем интервале, но крутящий момент на долоте при этом увеличивался до 25450 Н·м при снижении механической скорости бурения до 32,9 м/час.

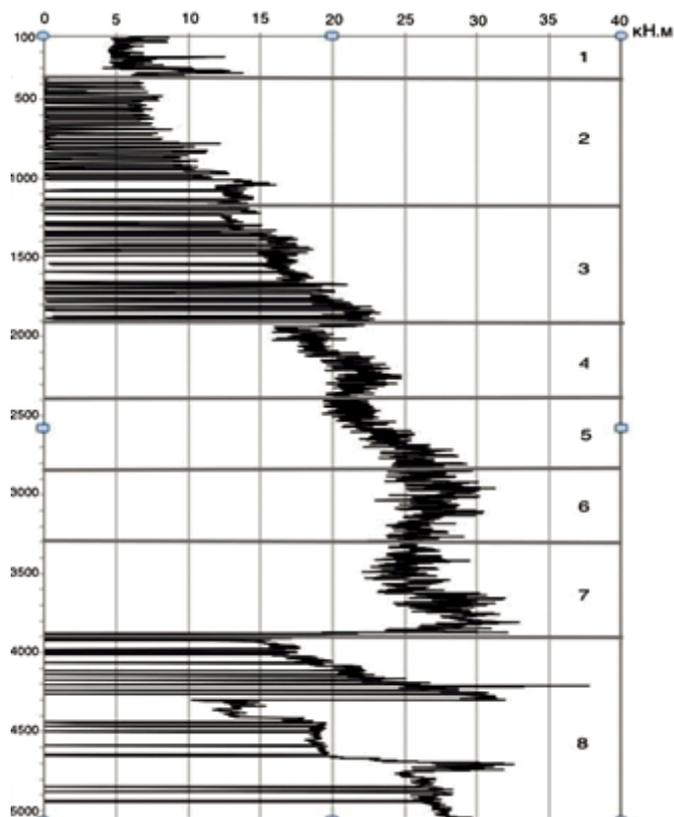


Рис. 4. Изменение крутящего момента по протяжённости скважины.

Это проходило из-за увеличения количества глины в разрезе бурения, что приводило к сужению ствола скважины и увеличению крутящего момента. Горные породы при этом являлись более плотными и хрупкими, что приводило к уменьшению эффективности процесса резания горных пород долотом PDC.

6. Интервал 2850÷3300 м по протяжённости (2610÷3010 м по глубине).

Горные породы представлены толщей глин, аргиллитами, озерно-болотного генезиса с редкими прослоями речных и прибрежных песчаников в верхней части и аргиллитами с песчаниками. Иногда встречаются прослои вулканогенных пород основного состава и гравелитов в нижней части. Категория по твёрдости V-VI и абразивности II-III. Параметры режима бурения: $P = 130$ кН; $n = 141$ об/мин; $Q = 54$ дм³/с; $M_{кр} = 21190$ Н·м. Применялся ингибирующий глинистый раствор, обработанный алюмокалиевыми квасцами. Осложнения не происходили. Средняя механическая скорость бурения составила 18,8 м/час. Уменьшение механической скорости бурения при увеличении крутящего момента происходило за счет увеличения присутствия вулканогенных пород, имеющих высокую категорию по твёрдости. Вулканогенные горные породы ухудшали эффект резания долотом PDC, что сопровождалось снижением механической скорости бурения. Кроме того, увеличение количества глинистых минералов в составе горных пород приводило к сужению ствола скважины, затычкам, кратковременным прихватам, и усилению вибрации долота, сопровождающейся увеличением крутящего момента и уменьшением механической скорости

бурения. Для повышения эффективности разрушения горных пород средней твердости и твердости в составе глиносодержащих пород необходимо совершенствовать конструкцию режущих лопастей долот PDC, за счет рациональной схемы их размещения в режущих лопастях, величины выступания резцов, и регулирования углов атаки их горной породы на забое. При этом необходимо провести анализ составляющих сил резания горной породы на основе предложенного механизма на разрушения [3].

7. Интервал 3300÷3900 м по протяженности (3010÷3540 м по глубине).

Горные породы в этом интервале представлены аргиллитами, песчаниками и алевритами. Встречаются прослои вулканогенных пород основного состава. Категория по твердости V-VI и абразивности III-IV.

Параметры режима бурения соответствуют предыдущему интервалу. Применялся ингибирующий глинистый раствор на основе алюмокалиевых квасцов. Механическая скорость бурения продолжала снижаться до 10 м/час. В этом интервале происходили прихваты бурового инструмента.

Горные породы этого интервала имеют высокую категорию по абразивности, что приводило к износу долота и уменьшению глубины внедрения породоразрушающих элементов долота PDC. В песчаниках происходит сужение ствола скважины, усиливается вибрация долота с затяжками и кратковременными прихватами бурового инструмента (см. интервал №7 на рис. 3).

8. Интервал 3900÷5075 м по протяженности (3540÷4380 м по глубине).

Горные породы представлены трещиноватыми гранитами и диоритами. Категория по твердости VII-VIII и абразивности V. Эквивалент пластового давления равен 0,83÷1.

Бурение осуществляли винтовым забойным двигателем диаметром 212,7 мм с трехшарошечным долотом диаметром 215,9 мм с целью увеличения зенитного угла до максимального значения 37,5°. Параметры режима бурения: $P = 102,4$ кН; $n = 137$ об/мин; $Q = 36$ дм³/с; $M_{кр} = 19700$ Н·м. Средняя механическая скорость бурения составила 4,7 м/час.

Горные породы в этом интервале имеют высокую категорию по твердости (VII-VIII) и по абразивности (V), что приводило к износу долота и снижению механической скорости бурения.

В результате анализа технологии бурения скважины на месторождениях углеводородов, осуществляемой предприятием «Вьетсовпетро» получены следующие выводы и рекомендации.

1. Предложен и апробирован поинтервальный анализ результатов процесса бурения скважины с учетом состава и свойств горных пород, вида привода вращения долота, конструктивных особенностей породоразрушающих элементов долот, параметров режимов бурения, возможных осложнений в технологических интервалах наклонно-направленной скважины.

2. Наиболее информативными параметрами, характеризующими эффективность процесса бурения скважины в различных её интервалах по протяженности и составу горных пород являются крутящий момент на долоте и механическая скорость бурения.

3. Использование для разрушения горных пород долот типа PDC является технологически оправданным решением. Однако, конструкция таких долот требует

усовершенствования применительно к разновидностям осадочных горных пород и приводу вращения долота. Так, в интервалах с преобладающим количеством глинистых пластичных пород следует предусмотреть конструкцию долот с увеличением выступания вставок PDC в их рабочем торце. Кроме того, при бурении в интервалах залегания таких пород следует отказаться от привода вращения с использованием применяемых типов ВЗД, или применять их с уменьшенной частотой вращения.

4. В интервалах залегания мягких пластичных горных пород (1170-1900 м) целесообразно применять роторный привод вращения трёхшарошечных долот, что способствует значительному на 25-30% увеличению механической скорости бурения по сравнению с приводом вращения с помощью винтовых забойных двигателей.

5. При бурении в интервалах 1900-3900 м, в котором залегают глиносодержащие горные породы, возможны частые осложнения в виде кратковременных прихватов, затяжек, сальникообразования, обвалов, сужений ствола и желобообразования. Это приводило к снижению механической скорости бурения на 70-75%, увеличению крутящего момента на 20-25%. Для бурения в этом интервале необходимо использовать ингибированный буровой раствор на основе электролитов (КСЛ, CaCl₂ и др.), а также полимерных реагентов. Кроме того, необходимо предусмотреть введение в состав рекомендуемых буровых растворов смазывающих добавок, что существенно снизит риск возможных осложнений и приведет к уменьшению энергоёмкости процесса разрушения горных пород при существенном увеличении механической скорости бурения.

6. Методика поинтервального анализа процесса бурения скважины позволила разработать основные элементы автоматизированной системы сбора информации, ее анализа и обработки, а также эффективного управления технологическим процессом бурения скважины.

Определение коэффициента Джоуля-Томсона в задачах дросселирования газожидкостной смеси

А.В. Лекомцев – канд. техн. наук, доцент; Д.А. Мартюшев – аспирант;

П.Ю. Илюшин – канд. техн. наук, доцент

М.И. Ахметова – ассистент

(Пермский национальный исследовательский политехнический университет)

Оценка термобарических характеристик потока газожидкостной смеси (ГЖС) в процессе её дросселирования при прохождении через штуцер на устьевых выкидных линиях системы сбора является весьма сложной задачей, от решения которой зависит выбор вариантов обустройства инфраструктуры кустовых площадок и технологий по оптимизации добычи продукции скважин для устранения различных осложнений (парафинизация, коррозия и т.д.) [1, 2, 3].

При наличии в потоке ГЖС большого количества попутного нефтяного газа (от 200 м³/т и более) и при значительном снижении давления на штуцере (до 10 МПа) происходит резкое охлаждение нефтегазовой смеси до отрицательных температур и обледенение на поверхности незаглубленной части выкидных линий, промерзание грунтов с «всплыванием» выкидных линий и приподниманием установки АГЗУ над бетонной площадкой. При этом в металле трубопровода возникают деформации и внутренние напряжения, которые могут привести к разгерметизации трубопровода, аварийным ситуациям, риску безопасности персонала цеха.

Изменение температуры газа при прохождении через отверстие малого диаметра (штуцер) определяется коэффициентом дросселирования и описывается уравнением дроссельного эффекта (эффекта Джоуля-Томсона):

$$D_h = \frac{T \left(\frac{dv}{dT} \right)_p - v}{C_p}$$

где v – удельный объем газа;

C_p – изобарная теплоемкость газа.

В случае дросселирования однофазной жидкости происходит её незначительный нагрев в результате проявления диссипативных сил и выделения энергии на местном сопротивлении (штуцере). Очевидно, что в условиях совместного прохождения газа и жидкости через штуцер, коэффициенты Джоуля-Томсона будут несколько отличаться от принятых значений для природного газа.

В статье рассмотрен вопрос оценки коэффициентов D_h для газожидкостной смеси на примере процессов дросселирования скважинной продукции Жилинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Общая характеристика системы добычи нефти на Жилинском месторождении.

Жилинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1989 г., расположено в Соликамском районе Пермского края. Залежи углеводородов установлены в отложениях башкирского яруса (Бш), тульского (Тл) и бобриковского (Бб) горизонтов и в турнейско-фаменских (Т-Фм) отложениях. Залежи пластов Бш и Тл – нефтяные, пластов Бб и Т-Фм – нефтегазоконденсатные (НГК). Наибольший интерес в рамках данной статьи представляют нефтегазоконденсатные залежи, геолого-физическая характеристика которых приведена в табл. 1.

На 01.11.2014 г. в эксплуатации на Жилинском месторождении находится 6 скважин (№ 50, 52, 53, 54, 402, 403). Технологические режимы их работы приведены в табл. 2, все скважины – фонтанные. Режимы работы скважин характеризуются высокими устьевыми (буферными) давлениями, достигающими 10 МПа. Подземное оборудование включает колонну насосно-компрессорных труб 73 мм с пусковыми муфтами, воронкой Крылова и ограничительным кольцом.

В скважинах № 52, 53, 54 нижняя часть колонны НКТ оснащена контейнерами с измерительными техническими системами (ТМПС-8, МАКС-ИС).

Термодинамический и гидравлический анализ системы добычи нефти.

По каждой скважине проведены расчеты изменения давления и температуры в программном продукте OLGA, по методике Поэтмана-Карпентера и по следующей формуле [4]:

$$W = \frac{10^{-2} W_0}{1 + 0,00121 (q + v)^{1,1} \sqrt{W_0}}$$

где W – температурный градиент потока, °С/м;

W_0 – геотермический градиент: $W_0 = 0,0126$ °С/м;

$q + v$ – объемный расход газожидкостной смеси, м³/сут.

Запись данных по стволу скважины №52 осуществлялась прибором «Фотон-28» через каждые 100 м. Результаты измерения и обработки данных представлены на рис. 1. Высокая сходимость результатов расчета давления и температуры по стволу, полученных по методике Поэтмана-Карпентера, по формуле (1) и с

Таблица 1. Геолого-физическая характеристика НГК объектов.

№ п/п	Параметры	Объекты	
		Т-Фм	Бб
1	Тип коллектора	карбонатный	терригенный
2	Начальное пластовое давление, МПа	23,85	23,82
3	Температура пласта, °С	35	35
4	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,72	0,92
5	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	674	623
6	Плотность нефти / конденсата в поверхностных условиях, кг/м ³	809	792
7	Объемный коэффициент нефти газом, д. ед.	1,446	1,714
8	Давление насыщения нефти газом, МПа	19,0	20,15
9	Газосодержание, м ³ /т	231,4	351,7

Измерение температуры потока ГЖС также выполнялось на наземных объектах инфраструктуры куста скважин Жилинского месторождения с помощью пирометра АКПП-9304 и тепловизора TESTO 870-2 (при температуре окружающей среды -8 °С). На рис. 2 приведены температурные карты арматуры (а), выкидной линии (б) скважины №52 и переключателя скважин (ПСМ) на замерной установке (АГЗУ).

При отборе пробы продукции из скважины №52 происходило снижение температуры в емкости до -23,4 °С. Данная температура пробы принята за температуру газожидкостного потока после прохождения через штуцер в скважине №52. В связи с тем, что при отборе пробы имеет место дросселирование газа и снижение его температуры, измеренная в пробе температура нефти может быть занижена на 2-3°С.

помощью программного продукта OLGA, с фактическими данными исследований скважины №52 свидетельствует о достаточной надёжности выбранных аналитических подходов. Указанные подходы использованы для определения характеристик ГЖС на устьях скважин, не оснащенных приборами для их измерения.

Температура ГЖС на АГЗУ составила около -16 °С. Результаты измерения температуры приведены в табл. 3.

Охлаждение ГЖС отмечается при дросселировании через штуцер, где давление понижается на величину до 9,4 МПа. Дальнейшего снижения температуры в системе сбора от скважин до АГЗУ не наблюдается.

Таблица 2. Технологический режимы работы скважин (ноябрь 2014 г.).

№ п/п	№ скв	Залежь	$d_{шт}$, мм	$Q_{ж}$, м ³ /сут	Обводн., %	Давление, МПа*				Газ. факт.**, м ³ /т
						$P_{буф}$	$P_{затр}$	$P_{лин}$	$P_{тмс}$	
1	50	Бш	6	27,5	23,9	2,6	9,2	0,3	11,1	125
2	52	Бб	6	86,4	0,1	10,0	13,7	0,6	22,0	290
3	53	Т-Фм	6	21,2	8,4	3,2	4,7	0,6	11,7	249
4	54	Бб	5	82,6	0,2	9,3	12,3	0,7	18,0	277
5	402	Бб	6	32,5	0,1	3,9	5,5	0,8	10,0	225
6	403	Т-Фм	4	30,4	0,5	8,0	11,0	0,8	23,9	300

* $P_{буф}$ – давление буферное на устье скважины перед штуцером; $P_{затр}$ – давление затрубного газа на устье скважины; $P_{лин}$ – давление в выкидной линии скважины; $P_{тмс}$ – давление у башмака колонны НКТ в скважине.

**Значения газового фактора средние за месяц и могут отличаться от текущих фактических значений.

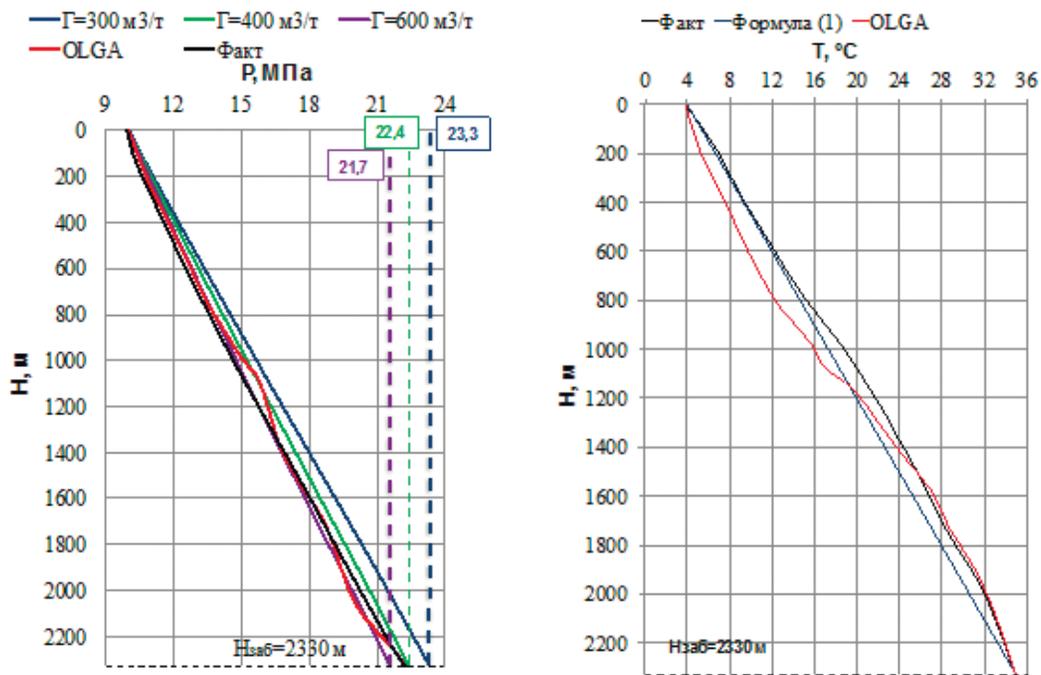


Рис. 1. Распределение давления и температуры по стволу скважины № 52.

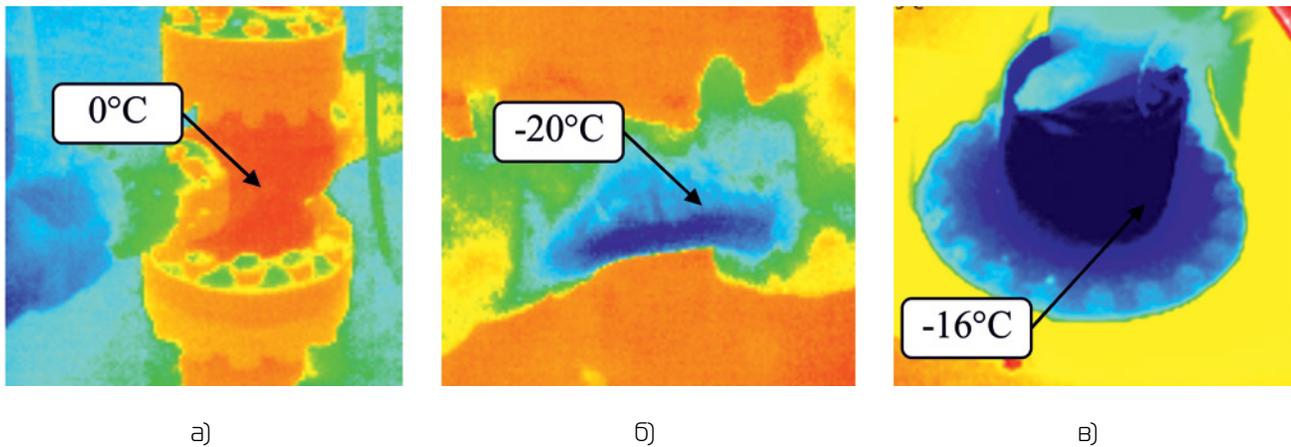


Рис. 2. Температурная карта арматуры (а), выкидной линии (б) по скв. 52 и ПСМ в АГЗУ (в).

Таблица 3. Результаты измерения температуры на объектах Жилинского месторождения.

№ п/п	Параметр	Номер скважины				
		52	53	54	402	403
1	Температура перед штуцером (буфер), °С	0	0	0	-7	-4
2	Температура после штуцера (линия), °С	-23,4	-17	-25	-18	-22
3	Температура перед АГЗУ, °С	-16		-15		
4	Температура после АГЗУ, °С	-		-15		

Оценка коэффициентов Джоуля-Томсона при дросселировании скважинной продукции

Коэффициент дросселирования D_h (К/МПа) ГЖС оценивался по следующей формуле:

$$D_h = \frac{1}{C_p} \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{T^2} - 1,5 \right) \quad (2)$$

При дросселировании природного газа коэффициент Джоуля-Томсона изменяется в пределах 3-6 К/МПа [5]. В условиях Жилинского месторождения при использовании D_h в таких пределах температура ГЖС после штуцера не соответствовала бы фактическим значениям.

Для скважин, в которых не проводились поинтервальные измерения, рассчитана температура ГЖС на уровне устья (до штуцера) и определены коэффициенты Джоуля-Томсона в условиях дросселирования ГЖС с высоким долей газовой фазы в смеси (табл. 4, рис. 3).

Результаты термодинамического и гидравлического анализа системы добычи нефти на Жилинском месторождении позволяют сделать следующие выводы:

1. Промысловые исследования по измерению давления и температуры газожидкостной смеси в скважинах, устьевом оборудовании, выкидных и нефтесборных трубопроводах с разницей в 4-8% совпадают с результатами, полученными при расчетах в программном пакете OLGA и по известным методикам, что дает основание для использования расчетных данных при решении практических задач.

2. При оценке значений коэффициентов снижения температуры газожидкостных потоков при прохождении их через устьевые штуцеры скважин (коэффициенты дросселирования) с учетом фактических данных о давлении и температуре потоков до и после штуцеров отмечено, что при буферных давлениях более 8 МПа (скважины №52, 54, 403) – менее 3 К/МПа; при буферных давлениях до 4 МПа (скважины №53, 402) – не превышают 5 К/МПа.

3. Полученные значения коэффициентов дросселирования (коэффициенты Джоуля-Томсона) несколько ниже, чем приведенные в технической литературе. Разница между ними тем больше, чем больше перепад давления на дросселе. Это естественно, так как в условиях скважин Жилинского месторождения дросселирование газа происходит в присутствии жидкой фазы – нефти.

Таблица 4. Коэффициенты дросселирования.

№ п/п	Параметр	Номер скважины				
		52	53	54	402	403
1	Перепад давления на штуцере, МПа	9,4	2,6	8,7	3,1	7,2
2	D_h (ГЖС), К/МПа	2,45	5,00	2,86	4,81	2,78
3	D_h (Природный газ), К/МПа	4,21	5,49	4,62	5,41	4,22
4	Отклонение, %	71,8	9,6	61,5	12,5	51,8

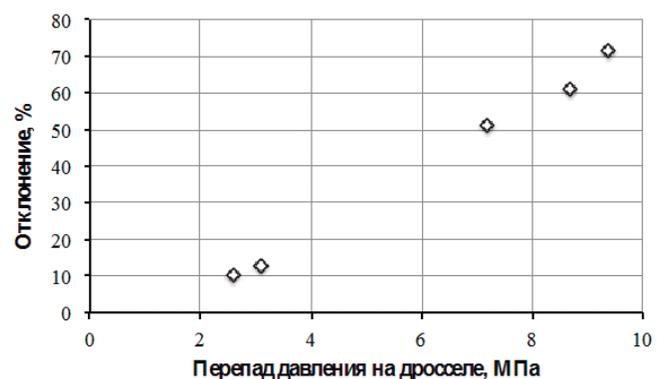


Рис. 3. Отклонение коэффициентов дросселирования ГЖС и природного газа от перепада давления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лekomцев А.В., Турбаков М.С., Мордвинов В.А. Определение глубины интенсивной парафинизации скважин Ножовской группы месторождений // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2011. – №10. – с. 32-34.
 2. Турбаков М.С., Лekomцев А.В., Ерофеев А.А. Определение температуры насыщения нефти парафином для месторождений Верхнего Прикамья // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», – 2011. – №8. – с. 123-125.
 3. Мордвинов В.А., Лekomцев А.В., Мартюшев Д.А. Определение давления у приема электроцентробежных насосов при откачке низкопенистой газированной нефти // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», – 2014. – № 6. – с. 61-63.

REFERENCES

1. Lekomcev A.V., Turbakov M.S., Mordvinov V.A. Wax precipitation depth estimating for Nozhovskaja field cluster // Neftjanoe hozjajstvo. – M.: ZAO Izdatel'stvo Neftjanoe hozjajstvo, 2011. – #10. – p. 32-34.
 2. Turbakov M.S., Lekomcev A.V., Erofeev A. Paraffin saturation point determination for Verhnee Prikam'e fields // Neftjanoe hozjajstvo. – M.: CJSC zdatel'stvo Neftjanoe hozjajstvo, 2011. – #8. – p. 123-125.
 3. Mordvinov V.A., Lekomcev A.V., Martjushev D.A. Pressure at suction of electric-centrifugal pump while pumping out low-foaming gas-cut oil // Neftjanoe hozjajstvo. – M.: CJSC Izdatel'stvo Neftjanoe hozjajstvo, 2014. – #6. – p. 61-63.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

4. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др. - М.: Недра, 1983. - 455 с.

5. Пистун Е.П. Определение коэффициента Джоуля-Томсона в задачах измерения расхода природного газа / Е.П. Пистун, Ф.Д. Матико, О.Я. Масняк // Измерительная техника. М.: ФГУП "Российский научно-технический центр информации по стандартизации, метрологии и оценке соответствия", - 2009. - №5. - с. 46-49.

REFERENCES (ending)

4. Oil field exploitation and development Reference Guide Oil recovering. Under the editorship of Sh.K. Gimatudinov / R.S. Andriasov, I.T. Mishhenko, A.I. Petrov et al. - M.: Nedra, 1983. - 455 p.

5. Pistun E.P. Joule-Thomson coefficient evaluation for liquid-gas mixture throttling./ E.P. Pistun, F.D. Matiko, O.Ya. Masnjak // Izmeritel'naja tehnika. M.: FGUP "Rossijskij nauchno-tehnicheskij centr informacii po standartizacii, metrologii i ocenke sootvetstvija", - 2009. - #5. - p. 46-49.

УДК 622.276

Анализ методик обработки кривых восстановления давления в трещинно-поровых коллекторах

Д.А. Мартюшев – аспирант, ассистент; Т.С. Ладейшикова - студентка
(Пермский национальный исследовательский политехнический университет)

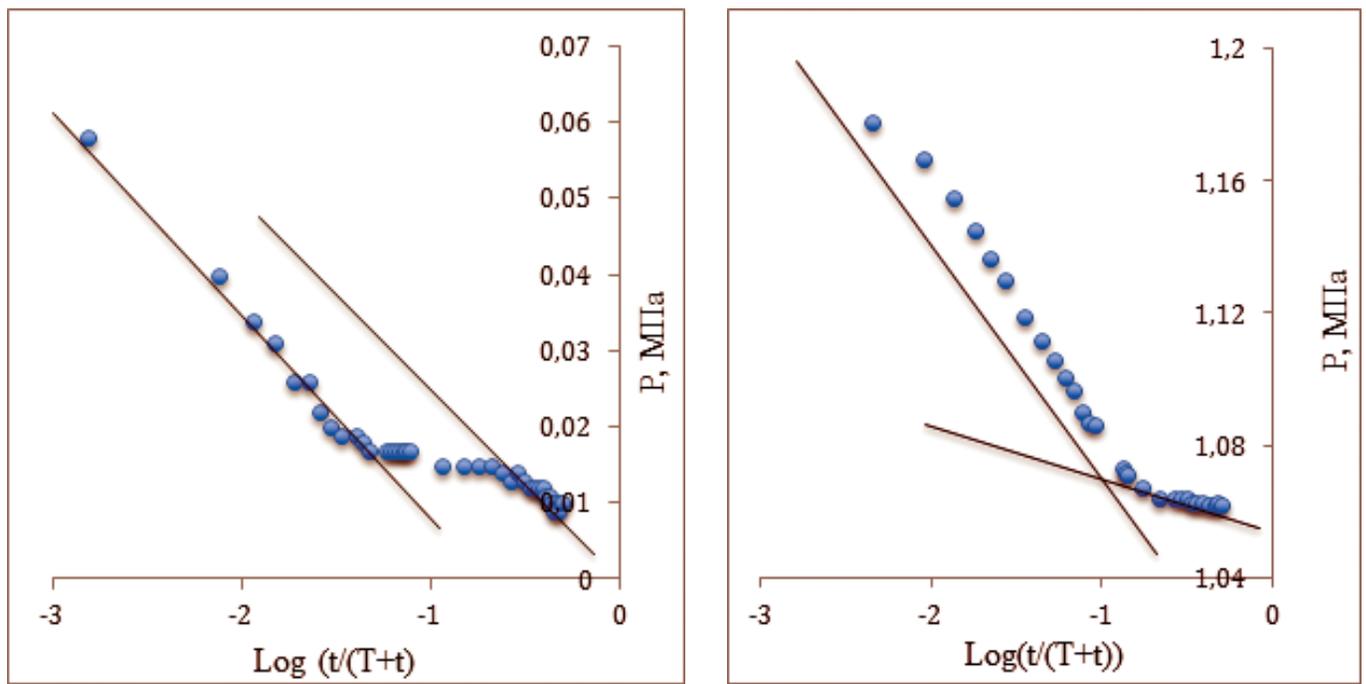
Основой проектирования разработки являются гидродинамические расчеты, которые должны быть основаны на соответствующих моделях отражающих свойства реального пласта. Для описания движения жидкости в сложнопостроенных карбонатных коллекторах применяют различные упрощенные модели пластов. Существуют следующие модели пластов: де Сваана, Каземи, Наджурета, Полларда и Уоррена-Рута [1-6]. Использование одной или нескольких известных моделей дает большой объем информации, в том числе на основании интерпретации данных, полученных в пластовых условиях. Эта информация включает результаты расчета пустотности областей пласта с разными видами ёмкостей при определенных условиях, оценку распределения и густоты трещин и т. п. Каждая модель имеет свои допущения и характерные показатели. Наиболее близкими к реальному строению трещинно-поровых коллекторов являются модели Полларда и Уоррена-Рута [7].

В модели Полларда изменение давления в переходном периоде рассчитывается как результат взаимодействия трёх областей. Первую область образует система трещин вокруг скважины, вторую – вся трещинная система пласта вдали от скважины и третью – матрица, которая

питает трещины. Уточненная зависимость логарифма падения давления от времени позволяет рассчитывать объёмы трещин и матрицы. Данная модель не учитывает радиальную геометрию течения и сводит задачу к простому процессу расширения.

В модели Уоррена-Рута трещиноватый пласт схематизируется одинаковыми прямоугольными параллелепипедами, разделенными прямоугольной сетью трещин. Считается, что движение жидкости происходит по системе трещин при условиях квазистационарного течения.

Методика Уоррена-Рута зарекомендовала себя с положительной стороны при обработке кривых восстановления давления (КВД) на месторождениях севера Соликамской депрессии. С помощью данной модели можно проследить динамику проницаемости и средней раскрытости естественных трещин [8, 9]. В модели Уоррена-Рута зависимость изменения давления от логарифма времени на графике выражается двумя параллельными линиями вместо одной и точкой перегиба между ними. Но модель Уоррена Рута не всегда соответствует модели пласта. Для проверки соответствия модели Уоррена-Рута поведению пласта, можно воспользоваться традиционной зависимостью $\Delta P - \log \Delta t / (t_0 + \Delta t)$. По данной зависимости



а)

б)

Рис. 1. Кривая зависимости $\Delta P - \log \Delta t / (t_0 + \Delta t)$. Дата КВД: 11.1989 (а); 09.2010 (б).

построены графики КВД снятые в различные периоды для скважины № 162 Гагаринского месторождения.

График, представленный на рис. 1-б, не соответствует модели Уоррена-Рута, так как на нем отсутствуют параллельные прямые и переходный участок неустановившегося давления в отличие от графика на рис. 1-а, на котором отчетливо выделяются две параллельные линии.

Произведем обработку КВД, представленную на рис. 1-а, методом Уоррена-Рута и Полларда и сопоставим между собой полученные результаты. Об основных положениях модели Уоррена-Рута, последовательности обработки и достоверности полученных данных, говорится в работах [10, 11] т.е. данная модель полностью адаптирована к условиям месторождений севера Соликамской депрессии и полученные результаты являются достоверными.

Модель Полларда имеет следующую последовательность обработки данных (рис. 2): строится график в координатах $\Delta P_{общ} - \Delta t$ и определяется наклон прямого участка. Наклон показывает время, необходимое для

изменения восстанавливающего давления на величину цикла. Все экстраполированные значения показывают падение давления в матрице (табл. 1, графа 3).

Далее строится вторая зависимость, которая характеризует падение давления в трещинной системе (табл. 1, графа 4). Значения рассчитываются по формуле давления как функция от времени Δt :

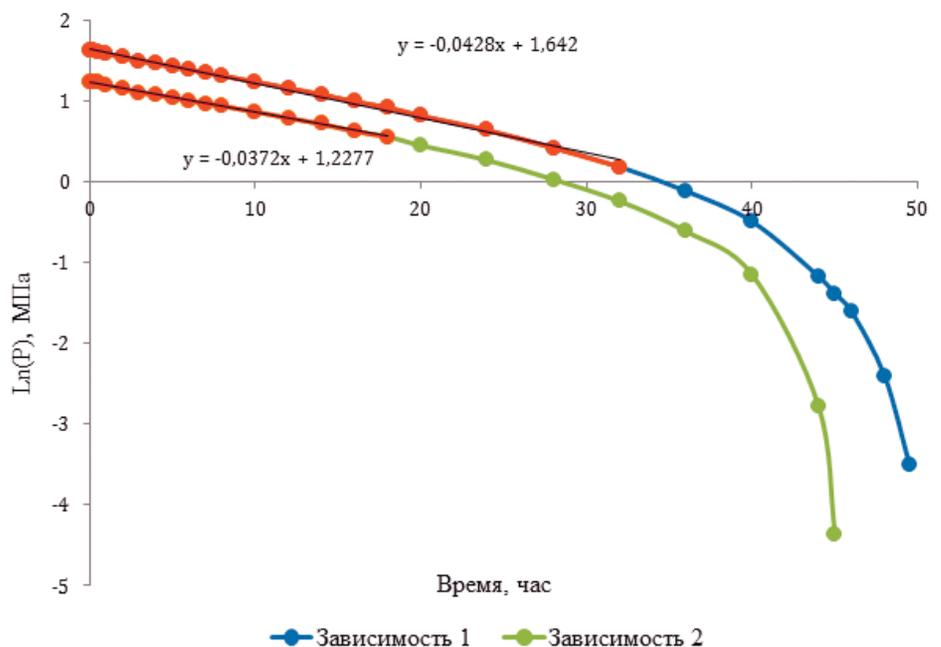


Рис. 2. Кривые зависимости $\Delta P - \Delta t$.

Таблица 1. Результаты обработки КВД.

1	2	3	4
$P_{заб}, \text{ МПа}$	$\Delta P_{общ}, \text{ МПа}$	$\Delta P_{матр}, \text{ МПа}$	$\Delta P_{трещ}, \text{ МПа}$
11,41	5,04	1,64200	3,398
11,42	5,03	1,62445	3,406
11,45	5,00	1,60709	3,393
11,57	4,88	1,57292	3,307
11,80	4,65	1,50674	3,143
12,00	4,45	1,44334	3,007
12,14	4,31	1,38262	2,927
12,31	4,14	1,32445	2,816
12,45	4,00	1,26872	2,731
12,61	3,84	1,21534	2,625
12,74	3,71	1,16421	2,546
13,01	3,44	1,06831	2,372
13,27	3,18	0,98030	2,200
13,51	2,94	0,89955	2,040
13,76	2,69	0,82545	1,865
13,95	2,50	0,75745	1,743
14,19	2,26	0,69505	1,565
14,56	1,89	0,58526	1,305
14,93	1,52	0,49281	1,027
15,25	1,20	0,41496	0,785
15,56	0,89	0,34941	0,541
15,84	0,61	0,29421	0,316
16,14	0,31	0,24774	0,062
16,20	0,25	0,23731	0,013
16,25	0,20	0,22733	-
16,36	0,09	0,20860	-
16,42	0,03	0,19558	-

$$\Delta P_{трещ} = \Delta P_{общ} - P_{матр}$$

Так как при $\Delta t = 0$ суммарное падение в трещинной системе составляет:

$$U_p = 5,04 - 1,64 = 3,4 \text{ МПа}$$

то суммарное падение давления в трещинах вокруг скважины равняется:

$$S_p = 3,4 - 1,22 = 2,18 \text{ МПа}$$

В табл. 2 представлены результаты интерпретации данных по модели Уоррена-Рута и Полларда. Последовательность обработки и получение параметров пласта данных моделей представлены в работе [12].

Из табл. 2 видно, что модель Полларда позволяет определить большее количество параметров пласта, чем модель Уоррена-Рута, но все они носят качественный характер.

На графике, представленном на рис. 1-б, условия для модели Уоррена-Рута не выполняются и нахождение параметров осуществлялось методом Полларда.

Основной параметр по которому можно судить о применимости и достоверности получаемых значений между моделями пласта является проницаемость трещин (мкм^2). В данной работе была произведена обработка КВД по двум методикам скважины №162 Гагаринского месторождения в различные периоды времени, полученные результаты представлены в табл. 3.

Несмотря на то что в основе моделей Полларда и Уоррена-Рута лежат две различные концепции, в случае конечного пласта зависимость $\text{Log } \Delta P - \Delta t$ описывает обе кривые восстановления давления. В случаях той и другой моделей выделяется прямолинейный отрезок кривой, но значения угла наклона различаются. Это объясняется тем, что модель Уоррена-Рута связана с ёмкостной характеристикой и течением между матрицей и трещиноватой системой, тогда как модель Полларда связана с ёмкостной характеристикой.

По результатам, представленным в табл. 3 видно, что модель Полларда имеет погрешность в определении трещинной проницаемости, когда коллектор является трещиноватым. С течением времени, когда происходит смыкание трещин, и коллектор трансформируется из трещиноватого в трещинно-поровый тип, модель Полларда дает приемлемые результаты в сравнении с моделью Уоррен-Рута.

Таки образом, использование модели Полларда для обработки кривых восстановления давления, в тех случаях когда условия пласта не соответствуют модели Уоррен-Рута, с последующим определением характеристик пласта, является возможным для коллекторов трещинно-порового типа месторождений севера Соликамской депрессии.

Таблица 2. Результаты интерпретации данных по модели Уоррена-Рута и Полларда.

Характеристики пласта	Модель Полларда	Модель Уоррена-Рута
Объем матрицы, м ³	35,97 · 10 ⁷	-
Объем трещин, м ³	17,84 · 10 ⁵	-
Пористость матрицы, %	10,35	10,33
Пористость трещин, %	0,05	0,07
$K_{\text{прод трещин}}$, м ³ / (сут · МПа)	87,34	-
Проницаемость трещин, мкм ²	0,573	0,379
Скин-эффект	0,43	-
Раскрытость трещин, мкм	-	39

Таблица 3. Результаты обработка КВД скважины №162 Гагаринского месторождения.

Дата	Модель Полларда	Модель Уоррена-Рута	Раскрытость трещин, рассчитанная по Уоррену-Руту, мкм	Расхождение, %
11.1989	0,573	0,379	39,0	33,8
12.2005	0,346	0,289	20,2	16,5
03.2006	0,338	0,288	20,2	12,8
06.2007	0,249	0,240	12,7	3,6
06.2008	0,241	0,235	12,2	2,5
02.2009	0,227	0,221	11,5	2,6
09.2010	0,183	-	-	-

ЛИТЕРАТУРА

- Warren J.E. and Root P.J., 1963. The behavior of naturally fractured reservoirs. Soc. Petrol. Eng. J., p. 245-255.
- Odeh A.S., 1965. Unsteady-state behavior of naturally fractured reservoirs. Soc. Petrol. Eng. J., p. 60-66.
- Pollard P., 1959. Evaluation of acid treatment from pressure build-up analysis. Trans. AIME. Vol. 216, p. 38-43.
- Kazemi H., Seth M.S. and Thomas G.W., 1969. The interpretation of interference tests in naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution. SPEJ, December, p. 463-472.
- DeSwaan A.O., 1976. Analytic solutions for determining naturally fractured reservoirs properties by well testing. SPEJ, June, p. 117-122.
- Najurjeta H.L., 1975. A theory for the pressure transient analysis in naturally fractured reservoirs. SPEJ, October, New Orleans.
- Uldrich D.O. and Ershaghi J., 1979. A method for estimating the interporosity flow parameter in naturally fractured reservoirs. SPEJ. October.
- Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральяского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2013. - №3. - с. 62-65.

REFERENCES

- Warren J.E. and Root P.J., 1963. The behavior of naturally fractured reservoirs. Soc. Petrol. Eng. J., p. 245-255.
- Odeh A.S., 1965. Unsteady-state behavior of naturally fractured reservoirs. Soc. Petrol. Eng. J., p. 60-66.
- Pollard P., 1959. Evaluation of acid treatment from pressure build-up analysis. Trans. AIME. Vol. 216, p. 38-43.
- Kazemi H., Seth M.S. and Thomas G.W., 1969. The interpretation of interference tests in naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution. SPEJ, December, p. 463-472.
- DeSwaan A.O., 1976. Analytic solutions for determining naturally fractured reservoirs properties by well testing. SPEJ, June, p. 117-122.
- Najurjeta H.L., 1975. A theory for the pressure transient analysis in naturally fractured reservoirs. SPEJ, October, New Orleans.
- Uldrich D.O. and Ershaghi J., 1979. A method for estimating the interporosity flow parameter in naturally fractured reservoirs. SPEJ. October.
- Cherepanov S.S., Martjushev D.A., Ponomareva I.N. A method to estimate porosity and permeability of fractured carbonaceous reservoirs for Pre-Ural fore deep. // Neftjanoe hozjajstvo. – M.: CJSC Izdatel'stvo «Neftjanoe hozjajstvo, 2013. - #3. p. 62-65.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

9. Bhargaw Adibhatla, Kishore Mohanty Oil Recovery From Fractured Carbonates by Surfactant-Aided Gravity Drainage: Laboratory Experiments and Mechanistic Simulations. SPE Reservoir Evaluation & Engineering - SPE RESERV EVAL ENG , vol. 11, no. 1, pp. 119-130, 2008.

10. 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.

11. Тиаб Джеббар, Доналдсон Эрл Ч.. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. Пер. М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2009. - 868 с.

12. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. Пер. с англ. Бардиной Н.А., Голованова П.К. М.: Недра, 1986. - 608 с.

REFERENCES (ending)

9. Bhargaw Adibhatla, Kishore Mohanty Oil Recovery From Fractured Carbonates by Surfactant-Aided Gravity Drainage: Laboratory Experiments and Mechanistic Simulations. SPE Reservoir Evaluation & Engineering - SPE RESERV EVAL ENG , vol. 11, no. 1, pp. 119-130, 2008.

10. Cherepanov S.S., Ponomareva I.N., Erofeev A.A., Galkin S.V Rock fracturing estimation based on integral analysis of core, drill-hole hydrodynamic survey and borehole geophysics. // Neftjanoe hozjajstvo. – M.: CJSC Izdatel'stvo «Neftjanoe hozjajstvo, 2014. - #2. p.94-96.

11. Erle C. Donaldson, Djebbar Tiab. Petrophysics - Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock Properties and flow course. Translated. M.: LLC «Premium Inzhiniring», 2009. - 868 p.

12. T.D Van Golf-Racht. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Translated from the English Bardina N.A., Golovanova P.K. - M.: Nedra, 1986. - 608 p.



ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» - инженерный сервис при отборе керна

Процесс отбора керна является сложной технологической операцией, ошибка при выполнении которой может привести к незапланированным затратам.

Подъем керна от 90 до 100 процентов - свидетельство высокой квалификации специалистов «Ай Ди Эс Дриллинг».

Нашими специалистами были проведены уникальные работы по сплошному отбору керна в донных отложениях озера Байкал и при бурении научной скважины в кристаллическом фундаменте в Финляндии.

За время работы отделом бурения ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» выполнены работы по отбору керна на 50 объектах в скважинах с проектной глубиной от 1900 до 5600 м.

Специалисты компании обучены по собственной методике и имеют большой производственный опыт от 5 до 40 лет.

У полевого персонала имеется все необходимые сертификаты обученности (ТБ, ГНВП и т.д.), которые необходимы для присутствия инженера на буровой во время оказания услуг.

Штат персонала позволяет выполнять задачи в любом объеме поставленные заказчиками.

Нашими заказчиками являются:
ООО «ОБК», ОАО «Северная нефть»,
ОАО «Усинскгеонефть», ЗАО «Интанефть»,
ОАО «Оренбурггеология», «ТНК-ВР»,
ОАО «Оренбургнефть», ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»,
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», «Urals Energy» и другие.

Владимиру Юрьевичу Близиюкову – 60 лет!

22 апреля 2015 г. исполнилось 60 лет Владимиру Юрьевичу Близиюкову, известному ученому, высококвалифицированному специалисту в области строительства нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях, доктору технических наук, начальнику управления технологической и геологической экспертизы ОАО «НК «Роснефть», действительному члену РАЕН.

Владимир Юрьевич Близиюков родился в 1955 г. в г. Грозном в семье нефтяников. В 1977 году окончил Грозненский нефтяной институт им. академика М.Д. Миллионщикова по специальности «Горный инженер по бурению нефтяных и газовых скважин».

Трудовую деятельность В.Ю. Близиюков начал в 1977 году в производственном объединении «Грознефть» бурильщиком эксплуатационного и разведочного бурения нефтяных и газовых скважин в Октябрьском УБР. В 1979-80 гг. работал инженером-технологом технологического отдела Горячеводского УБР, занимаясь анализом технологии бурения глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях, разработкой проектов на бурение и выполнением различных технико-технологических операций, включая ликвидацию аварий и осложнений в скважинах. Большое трудолюбие и приобретенный опыт позволили Владимиру Юрьевичу успешно решать сложные производственные задачи.

В 1980-82 гг. Близиюков В.Ю. обучался в очной аспирантуре Всесоюзного научно-исследовательского института буровой техники (ВНИИБТ), успешно совмещая учебу с научно-производственной деятельностью в должности младшего научного сотрудника (1980–1984 гг.). В этот период В.Ю. Близиюковым разработаны и внедрены технологические решения по увеличению скорости бурения, осуществлялась координация деятельности подразделений ВНИИБТ, внедрена новая техника и технология бурения глубоких скважин в ОП Грозненском УБР, в организации которого В.Ю. Близиюков принимал самое непосредственное и активное участие. Участвовал в выполнении

общесоюзной целевой программы ГКНТ при СМ СССР ОЦ 005.

В 1984-90 гг. Владимир Юрьевич работал старшим научным сотрудником лаборатории технологии и техники роторного бурения НПО «БУРЕНИЕ-ВНИИБТ». В этот период при его непосредственном участии и руководстве разрабатывалась технология ускоренного бурения (со скоростью в 1,5-2,0 раза выше достигнутой) глубоких скважин в сложных геологических условиях Северного Кавказа, Закавказья, Средней Азии, Урало-Поволжья.

Высокие профессиональные и организаторские способности Владимира Юрьевича позволили ему успешно выполнять особо важные задания руководства Миннефтепрома СССР. Он неоднократно участвовал в работе комиссий Миннефтепрома СССР по проверке состояния ведения буровых работ в районах глубокого бурения и разработке мероприятий по улучшению технико-экономических показателей в глубоком бурении. Во исполнение решений коллегии Миннефтепрома СССР В.Ю. Близиюков разрабатывал предложения по повышению эффективности геолого-разведочных работ на Северном Кавказе, Закавказье, в Прикаспии и Средней Азии на вторую половину 80-х годов прошлого века. Успешно занимаясь разработкой перечня научно-технических проблем бурения скважин на континентальном шельфе, выполнением общесоюзной научно-исследовательской программы ГКНТ 0.02.02 СМ СССР.

В 1986 году после защиты диссертации Близиюкову В.Ю. присуждена ученая степень кандидата технических наук по специальности «Бурение скважин», а в 1991 году присвоено ученое звание старший научный сотрудник.

Научно-производственная деятельность Владимира Юрьевича Близиюкова связана с научно-методическим обеспечением и сопровождением бурения опорно-технологических скважин. В.Ю. Близиюков внёс основополагающее изменение в типовой подход к проектированию



конструкций скважин путем замены сводного геологического разреза на сводный классификационный разрез. Это позволило проводить формализованное сопоставление горных пород и условий их залегания с целью установления взаимной аналогии проектного разреза с ранее изученным разрезом применительно к оценке условий возникновения в нем осложнений при бурении. Предложенный впервые В.Ю. Близиюковым вариантный геолого-технологический классификационный разрез является информационной основой для оценки интервалов геологического разреза проектируемой разведочной скважины по условиям технологической совместимости процессов бурения. Благодаря этому достигнута возможность управления степенью несовместимости условий бурения скважины уже на стадии её проектирования.

Работая заведующим лабораторией в 1990-98 гг., а затем начальником отдела технологии бурения и проектирования скважин в 1998-2003 гг. в ОАО НПО «Буровая техника-ВНИИБТ», В.Ю. Близиюков активно продолжал разрабатывать технико-технологические решения по бурению и креплению глубоких и сверхглубоких скважин.

Значительный объём научных и конструкторских разработок Близиюкова В.Ю., его активная научно-производственная деятельность в

качестве руководителя и ответственного исполнителя работ позволили эффективно внедрить новые технические решения при бурении глубоких и сверхглубоких скважин в ОАО «Газпром» и ОАО НК «Роснефть».

В 1999 г. Близиюков В.Ю. включен в состав редколлегии научно-технического журнала «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», с 2003 г. он является заместителем, а с 2009 г. главным редактором журнала. Журнал вошел в перечень ведущих научных изданий, утвержденных ВАК РФ, и в этом есть немалая заслуга В.Ю. Близиюкова. Под его научным руководством подготовлено 5 кандидатов технических наук.

В 2003-05 гг. В.Ю. Близиюков работал директором ОАО «РосНИПИ-термнефть» в г. Москва. В 2005 г. В.Ю. Близиюков был переведен в ОАО «НК «Роснефть», где работал главным специалистом Корпоративного научно-технического центра, с 2006 по 2010 г. главным специалистом Экспертной службы, с 2010 по 2012 г. главным экспертом Экспертной службы, с 2012 по 2013 г. главным экспертом Экспертно-аналитической группы

ОАО «НК «Роснефть», а с 2013 г. и по настоящее время – начальником управления технологической и геологической экспертизы Экспертно-аналитической группы ОАО «НК «Роснефть». Сфера его деятельности: организация и проведение централизованной технико-технологической и геологической экспертизы основных технических решений проектных решений в области геологии, геофизики строительства и реконструкции скважин, разработки и обустройства нефтяных и газовых месторождений, строительства объектов трубопроводного транспорта, нефтепереработки, нефтегазохимии и нефтепродуктообеспечения, оценка их соответствия современному научно-техническому уровню, а также выявление и учет технических и геологических рисков, постановка задач снижения этих рисков.

В.Ю. Близиюков - известный и авторитетный специалист в нефтегазовой отрасли, его работы признаны на международном уровне. Он внес значительный теоретический и практический вклад в повышение эффективности технологии бурения и крепления глубоких и сверхглубоких нефтяных и газовых скважин. В

2008 году после защиты диссертации Близиюкову В.Ю. присуждена ученая степень доктора технических наук по специальности «Технология бурения и освоения скважин».

В 1998 г. он избран действительным иностранным членом Украинской нефтегазовой академии, в 2009 г. – членом корреспондентом Российской академии естественных наук (РАЕН), а в 2011 г. – Действительным членом РАЕН. Он является членом диссертационного совета при Ухтинском Государственном Техническом Университете. В.Ю. Близиюков - автор более 300 опубликованных работ в центральных научно-технических изданиях, в том числе 4 книг, 17 научно-технических обзоров, 6 авторских свидетельств и 9 патентов России.

Отдавая должное В.Ю. Близиюкову, как высококлассному специалисту и ученому, нельзя не отметить его исключительных качеств: честности, бескорыстности, добросовестности и принципиальности, высокой ответственности, большого трудолюбия и целеустремленности. Широкая эрудиция, глубокие знания и опыт снискали ему огромный авторитет и уважение буровиков и нефтяников.

Дорогой Владимир Юрьевич!

Поздравляем Вас с юбилеем и желаем Вам крепкого здоровья, благополучия, дальнейших творческих успехов и многих лет активной и плодотворной научной и преподавательской деятельности!

Коллеги, друзья, редакция журнала «Инженер-нефтяник».

Аннотации статей

УДК 622.24.084
ИНДУСТРИАЛЬНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН. 50 ЛЕТ КУСТОВОМУ БУРЕНИЮ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (С. 5)

**Александр Степанович Повалихин
Владимир Юрьевич Близиюков**

E-mail: povalihin@ids-corp.ru
Тел.: (495) 543-91-16

В статье рассматривается отечественный опыт создания комплекса технических средств для строительства скважин индустриальным методом на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири. Приведен результат применения технологии кустового бурения при строительстве в 1965 году первой наклонно-направленной скважины № 501-Усть-Балык.

Ключевые слова: кустовое

строительство скважин; опорно-технологическое бурение; куст скважин; турбинное бурение; экспериментальная скважина; Усть-Балык.

УДК 622.276.53.054.23:621.67-83
ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (С. 9)

¹Владимир Александрович Лушпеев
¹Леонард Михайлович Кочетков
²Сергей Николаевич Бастриков

¹Тюменский государственный нефтегазовый университет (филиал в г. Сургут)

628400, Россия, Тюменская область, г. Сургут, ул. Энтузиастов, 38
 e-mail: Lushpееv035@gmail.com

Тел.: (3462) 35-64-45

²ОАО «СибНИИ НП»

625013, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 118

Тел.: (3452) 32-21-69

E-mail: sibniinp@sibniinp.ru

Многие нефтяные компании вводят в разработку многопластовые месторождения, в том числе, с применением систем одновременно-раздельной эксплуатации. В статье рассмотрена технология проведения термогидродинамических исследований скважин многопластовых месторождений. Внедрение предлагаемой технологии позволит получить интеллектуальную систему эксплуатации месторождения.

Ключевые слова: многопластовое месторождение нефти; интеллектуальная скважина; одновременно-раздельная эксплуатация; клапан-регулятор; давление; температура; датчики; термогидродинамические исследования.

УДК 553.981

АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЛЕНО-ВИЛЮЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ (с. 12)

Айтали́на Федоровна Федорова
 Людмила Петровна Калачева
 Елена Юрьевна Шиц
 Игорь Иванович Рожин

Институт проблем нефти и газа СО РАН (ИПНГ СО РАН)

677980, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1
 E-mail: faitalina@mail.ru
 Тел.: 89644179858

Показано, что пластовые условия залегания месторождений Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции исключают гидратообразование в продуктивных пластах. Однако в процессе разработки и эксплуатации месторождений в условиях низких температур возможно образование техногенных гидратов,

причем при температуре $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ гидратообразование возможно при атмосферном давлении.

Ключевые слова: месторождения природного газа; гидратообразование; состав природного газа; состав гидратов; техногенные гидраты.

УДК 622.245.422

РАЗРАБОТКА СЕДИМЕНТАЦИОННО-УСТОЙЧИВЫХ ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН С НАКЛОННЫМИ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ УЧАСТКАМИ (с. 15)

Николай Иванович Николаев
 Евгений Васильевич Кожевников
 Ашот Самвелович Силюян
 Радмир Римович Агишев

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

199106, Санкт-Петербург, Васильевский о-в, 21-я линия, д. 2
 E-mail: nikinik@mail.ru

В статье представлены результаты исследований седиментационной устойчивости тампонажных составов в горизонтальной модели скважины, а также влияние добавки структурообразующих реагентов на их водоотделение. Установлено, что добавка высокоалюминатного минерального вяжущего способствует повышению седиментационной устойчивости цементного раствора. Предложен седиментационно устойчивый тампонажный состав для крепления скважин с наклонными и горизонтальными участками.

Ключевые слова: крепление скважин; горизонтальная скважина; седиментация; тампонажный состав.

УДК 546.28

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД С КОЛЛОМОРФНЫМ КРЕМНЕЗЁМОМ (с. 18)

Татос Владимирович Арутюнов
 Ольга Вадимовна Савенок

«Кубанский государственный технологический университет» (ФГБОУ ВПО «КубГУ»)

350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2
 E-mail: olgasavenok@mail.ru

Рассматривается моделирование поровой структуры сланцевых пород с точки зрения моделирования

глинистых пород с колломорфным кремнезёмом. Разработана композиционная модель глинисто-кремнистых сланцевых пород.

Ключевые слова: моделирование глинистых пород; сланцевые породы; нетрадиционные коллектора; поровая структура; коллоидные частицы; колломорфный кремнезём; композиционная модель.

УДК 622.245.42

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЛИНИСТОЙ КОРКИ НА КАЧЕСТВО СЦЕПЛЕНИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ С ПОРОДОЙ (с. 22)

Лю Хаоя
 Табатабаи Моради Сейед Шахаб
 Николай Иванович Николаев

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

199106, Санкт-Петербург, Васильевский о-в, 21-я линия, д. 2
 E-mail: lhy091575.163.com

В статье приведены результаты лабораторных исследований влияния температуры и толщины глинистой корки на качество сцепления цементного камня с горной породой. Показано, что введение в состав буферных жидкостей реагентов, отверждающих глинистую корку и создающих систему «цементный камень–глинистая корка–порода» повышает эффективность межпластовой изоляции затрубного пространства обсадных колонн.

Ключевые слова: отвердевание глинистой корки; цементный камень; прочность (адгезия) цементного камня с породой.

УДК 622.244.44.063.2

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КАТИОННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА (с. 25)

Азамат Миталимович Гайдаров
 Хайдарали Нуралиевич Курбанов

МГРИ-РГГРУ

117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д.23
 E-mail: khkurbanov@gmail.com

Опыт бурения нефтяных и газовых скважин свидетельствует о существенных недостатках буровых растворов. В статье рассмотрено исследование некоторых основных параметров анионно-неионных

буровых растворов, которые можно устранить, если систему стабилизировать катионными полимерами. Статья основана на промышленном опыте и специальном изучении проблем местного и общего характера, возникающих при бурении нефтяных и газовых скважин

Ключевые слова: буровой раствор; кольматант; ингибирование; неионный полимер; биополимер; катионный буровой раствор.

УДК 622.24.053.8

РЕЗЬБОВОЕ СОЕДИНЕНИЕ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ С ПОДВИЖНЫМ ВНУТРЕННИМ СТЫКОМ (с. 29)

Леонид Артемьевич Лачинян

ОАО «Завод бурового оборудования» 460051, Оренбург, пр. Победы, 118

Анализируется конструкция резьбовых соединений с двойным упорным стыком. Приведены результаты расчёта данного резьбового соединения. Установлено, что при крайних значениях зазоров в соединении после его затяжки наружный стык остается открытым. Что касается внутреннего стыка, то он также может остаться открытым у всех трёх рассматриваемых типов соединения. Предлагается конструкция резьбового соединения с подвижным внутренним упорным стыком.

Ключевые слова: упорный стык; резьбовое соединение; опорная поверхность; герметичность.

УДК 620.171.33:620.194.23

МОНИТОРИНГ КОРРОЗИОННО-УСТАЛОСТНОГО СОСТОЯНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ В МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ СРЕДАХ (с. 34)

Игорь Юрьевич Быков
Евгений Сергеевич Юшин

Ухтинский государственный технический университет
169300, г. Ухта, Республика Коми, ул. Первомайская, 13
E-mail: ibykov@ugtu.net
Тел./факс: 8(8216)774492

В статье представлена методика мониторинга коррозионно-усталостного состояния насосно-компрессорных труб, эксплуатирующихся в минерализованных

пластовых средах и испытывающих переменные циклические нагрузки.

Ключевые слова: мониторинг; коррозионно-усталостное состояние; насосно-компрессорные трубы; солевая среда; пластовая вода; циклические нагрузки.

УДК 622.691.4:628.517

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ДЕФОРМАЦИИ ПРИ РАСТЯЖЕНИИ ОБРАЗЦОВ МЕТАЛЛА ИЗ ТРУБОПРОВОДОВ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ ПОСЛЕ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ (с. 40)

¹Игорь Юрьевич Быков

²Игорь Николаевич Бирилло

³Павел Александрович Кузьбожев

¹Ухтинский государственный технический университет

169300, г. Ухта, Республика Коми, ул. Первомайская, 13

E-mail: ibykov@ugtu.net

Тел./факс: 8(8216)774492

²Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

169314, г. Ухта, Республика Коми, ул. Севастопольская

E-mail: p.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

При исследовании характеристик механических свойств металла трубопроводов наиболее часто рассматривают предел прочности, условный предел текучести, относительное удлинение после разрыва образцов, реже - модуль упругости. Не менее важной характеристикой испытаний образцов на растяжение является работа деформирования, исследование которой выполнено применительно к металлу технологических трубопроводов высокого и низкого давления на газораспределительной станции после продолжительной эксплуатации для условий воздействия статической и динамической нагрузки.

Ключевые слова: газораспределительная станция; работа деформации; продолжительная эксплуатация.

УДК 622.241

РАЗРАБОТКА ЭЛЕМЕНТОВ ЭФФЕКТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРЕДПРИЯТИЯ «ВЬЕТСОВПЕТРО» (с. 51)

Николай Владимирович Соловьев

Нгуен Тиен Хунг

МГРИ-РГГРУ

117997 Москва ул. Миклухо-Маклая д.23

E-mail: nvs@mgr-rggru.ru

Тел.: 8 (495) 433-59-96

Проанализирована технология и технико-экономические показатели бурения скважины № 406 месторождения Южный Дракон-Дой Мой (СРВ). Основной особенностью такой скважины является то, что процесс бурения её происходил в условиях, когда самый большой интервал бурения долотами диаметром 311 мм составил 2000 м, который приурочен к неоднородным по свойствам и составу горным породам I-VI категории по твердости. Поэтому в этом интервале возникало наибольшее число осложнений, связанных с сальникообразованиями, затяжками, кратковременными прихватами, сужениями ствола скважины, пресованием насосов, и др. Выполнен анализ и выработаны рекомендации направленные на повышение эффективности процесса бурения скважин в таких условиях за счет мероприятий по увеличению механической скорости бурения и снижения числа возможных осложнений, возникающих в процессе бурения.

Ключевые слова: бурение; режим бурения; буровой раствор; роторная управляемая система; долото PDC; перемежающиеся по твердости породы; осложнения при бурении; эффективности процесса бурения.

УДК 622.276

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ДЖОУЛЯ-ТОМСОНА В ЗАДАЧАХ ДРОССЕЛИРОВАНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ (с. 50)

Александр Викторович Лекомцев
Дмитрий Александрович Мартюшев
Павел Юрьевич Илюшин
Марина Игоревна Ахметова

Пермский национальный исследовательский политехнический университет
614990, Пермский край, г. Пермь, пр-т Комсомольский, дом 29
E-mail: martyushev@inbox.ru
Тел./факс: 8 (342) 219-82-50

В статье выполнена оценка коэффициентов Джоуля-Томсона (ко-

эффициентов дросселирования) при прохождении газожидкостной смеси (ГЖС) через штуцер на устьях скважин Жилинского нефтегазоконденсатного месторождения. Для определения устьевой (до штуцера) температуры ГЖС проведены термодинамические и гидравлические расчеты. Результаты проведенных расчетов температуры и давлений в скважинах с газовыми факторами более 200 м³/т показывают высокую сходимость с фактическими (измеренными) данными. Отмечено, что полученные значения коэффициентов дросселирования несколько ниже принятых для природного газа, приведенных в технической литературе, причем разница в их определении тем больше, чем больше перепад давления на дросселе.

Ключевые слова: коэффициент Джоуля-Томсона; осложнения при добыче нефти; нефтедобывающая скважина; дросселирование газожидкостного потока.

УДК 622.276

АНАЛИЗ МЕТОДИК ОБРАБОТКИ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ КОЛЛЕКТОРАХ (с. 54)

**Мартушев Дмитрий Александрович
Татьяна Сергеевна Ладейщикова**

Пермский национальный исследовательский политехнический университет
614990, Пермский край, г. Пермь, пр-т Комсомольский, дом 29
E-mail: martyushevdi@inbox.ru
Тел./факс: 8 (342) 219-82-50

В данной работе рассмотрены методики Уоррена-Рута и Полларда для обработки кривых восстановления давления трещинно-поровых коллекторов, расположенных на территории севера Соликамской депрессии. Описаны основные особенности и достоверность получаемых результатов каждой из

методик. На примере одной скважин подробно расписаны порядок обработки методом Полларда и полученные параметры сравнены с результатами полученными методикой Уоррена-Рута. Выявлено, что обработка кривых восстановления давления в трещинно-поровых коллекторах возможно методом Полларда и данные результаты будут достоверными.

Ключевые слова: трещинно-поровые коллектора; методика Уоррена-Рута; метод Полларда; проницаемость трещин; естественная трещиноватость.

INDUSTRIAL WELL CONSTRUCTION 50 YEARS OF CLUSTER DRILLING IN WESTERN SIBERIA (p. 5)

**Aleksandr Stepanovich Povalihin
Vladimir Jur'evich Bliznjukov**

E-mail: povalihin@ids-corp.ru
Phone: (495)–543-91-16

Technical equipment set of industrial well drilling for Western Siberia oil and gas fields: experience of design. The result of cluster drilling technology for Ust'-Balyk #501 well is given.

Key words: cluster well construction, test well drilling, cluster of wells, turbine motor drilling, test borehole, Ust'-Balyk.

INTELLECTUALIZATION OF OIL RECOVERY FOR MULTILAYER FIELDS (p. 9)

**¹Vladimir Aleksandrovich Lushpeev
¹Leonard Mihajlovich Kochetkov
²Sergej Nikolaevich Batrikov**

¹Tyumen State Petroleum University, affiliate in Surgut
38, Entuziastov str., 628400. Surgut,

Tyumen region, Russia
Phone: (3462) 35-64-45
E-mail: Lushpeev035@gmail.com
²JSC "SibNIINP"
118. 50-let Oktyabrya str., 625013. Tyumen. Russia
Phone: (3452) 32-21-69
E-mail: sibniinp@sibniinp.ru

Many oil companies start the development of multilayer fields, including fields with the use of systems dual completion and production. The paper considers the technology of thermo-hydrodynamic well test of multilayer oil fields. Implementation of the proposed technology provides for the intellectual field.

Key words: multilayer oil field, intelligent wells, dual completion, control valve, pressure, temperature, sensors, thermo-hydrodynamic well test.

DISCUSSING HYDRATES-ACCUMULATION CONDITIONS FOR LENO-VILYUJSKAYA OIL AND GAS PROVINCE (p. 12)

**Ajtalina Fedorovna Fedorova
Ljudmila Petrovna Kalacheva
Elena Jur'evna Shic
Igor' Ivanovich Rozhin**

Oil and Gas Research Institute RAS (Jakutsk)
1, Oktjabr'skaja str., Jakutsk, 677000, Russia
E-mail: faitalina@mail.ru
Phone: 89644179858

It is shown that the reservoir conditions of the Lena-Vilyui petroleum province deposits make impossible the hydrate formation in the productive strata. However the technogenic hydrates formation is possible at low temperatures during the development and exploitation of deposits. Hydrates may form at atmospheric pressure at -50 °C

Key words: deposits of natural gas, hydrate formation, natural gas composition, the composition of the hydrates, technogenic hydrates.

CREATING SEDIMENTATION STABLE CEMENT FOR WELL DIRECTIONAL AND HORIZONTAL INTERVALS (p. 15)

**Nikolaj Ivanovich Nikolaev
Evgenij Vasil'evich Kozhevnikov
Ashot Samvelovich Silojan
Radmir Rimovich Agishev**

National Mineral-Resources University «Gornyy»

Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia
E-mail: nikinik@mail.ru.

The results of the study of sedimentation stability of cement slurries in models of horizontal wells, as well as the effect of structure-forming reagents on the water separation are presented. It found that the addition of a highly mineral binder promotes sedimentation stability of the cement slurry. Sedimentation-resistant cement slurry for casing of directional wells with inclined and horizontal sections is proposed.

Key words: well cementing, horizontal wells, sedimentation, cement slurry.

COLLOFORM SILICA CONFINING ROCK MODELING (p. 18)

**Tatos Vladimirovich Arutjunov
Ol'ga Vadimovna Savenok**

Kuban State University of Technology
2, Moskovskaja St., Krasnodar, 350072, Russia
E-mail: olgasavenok@mail.ru

The modeling of pore structures of shale rocks is considered from standpoint of clay-siliceous shale rocks modeling. Composite model of clay-siliceous shale rocks is designed.

Key words: modeling clay sorts, shale sorts, non-traditional collectors, pore structure, colloidal particles, colloform silica, compositional model.

CLAY CAKE INFLUENCE OVER ROCK-TO-CEMENT BOND QUALITY (p. 22)

**Lju Haoja
Tabatabai Moradi Sejed Shahab
Nikolaj Ivanovich Nikolaev**

National Mineral-Resources University «Gornyy»
Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia
E-mail: lhy091575.163.com

The paper discusses experimental studies on influence of solidification time and cake thickness on bonding quality between cement stone and formation. The results show that the hardening additives for mud to create system "cement stone - mud cake -

matrix rocks" improved interstratium shutoff through annulus.

Key words: hardening of mud cake, cement stone, bonding strength between cement stone and matrix rocks.

CATIONIC DRILL MUD: CASE HISTORY (p. 25)

**Azamat Mitalimovich Gajdarov
Hajdarali Nuratievich Kurbanov**

Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU)
23 Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia
E-mail: khkurbanov@gmail.com
Phone: +7 (495) 433-59-96

Experience in drilling oil and gas wells indicates significant shortcomings drilling fluids. The paper considers the study of some basic parameters anion nonionic drilling fluids, which can be eliminated if the system is stabilized by cationic polymers. Information is based on field experience and a special study of local and general problems that arise while drilling oil and gas wells.

Key words: drilling mud, colmatant, inhibition, nonionic polymer, a biopolymer, a cationic drilling fluid.

THREADED DRILL PIPE JOINT WITH MOVABLE INNER JOINT (p. 29)

Leonid Artem'evich Lachinjan

JSC «Zavod burovogo oborudovanija»
118, Prospekt Pobedy, Orenburg, 460026, Russia
Phone: (3532) 75-68-14
E-mail: zbo@pochta.ru

Design of threaded drill pipe joint with double thrust joint is analysed. Calculation results for the joint are given. It is shown: after tightening up external joint remains open provided that extreme clearance values. As to inner joint it also may remain open for all three joint types considered. Design for joint with movable inner thrust joint is provided.

Key words: thrust joint, thread connection, seating surface, sealness.

MONITORING CORROSION FATIGUE OF TUBING IN MINERALISED ENVIROMENT (p. 34)

**Igor' Jur'evich Bykov
Evgenij Sergeevich Jushin**

Ukhta state technical university, Ukhta Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: ibykov@ugtu.net
Phone/fax: (8216) 774492

In this article presents a methodology of monitoring of corrosion fatigue condition of tubing operated in mineralized reservoir environments and experiencing variable cyclic loads.

Key words: monitoring, corrosion fatigue condition, tubing, salt environment, brine water, cycling load.

ELASTIC RESILIENCE OF GAS PIPILINT SPECIMEN OF GAS-DISTRIBUTION STATION AFTER CONTINUOUS WORKING (p. 40)

**¹Igor' Jur'evich Bykov
²Igor' Nikolaevich Birillo
²Pavel Aleksandrovich Kuz'bozhev**

¹Ukhta state technical university, Ukhta Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: ibykov@ugtu.net
Phone: (8216) 774492
²«Gazprom VNIIGAZ» LLC Ukhta 1a, Sevastopol'skaja str., Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: p.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

At research of characteristics of metal mechanical properties of pipelines most often consider yield value, conventional yield strength, elongation of samples, is more rare - the elasticity module. Not less important characteristic of sample tests on stretching is the strain work The research is done with reference to metal of technological pipelines of high and low pressure at gas-distributing station after long operating under conditions of static and dynamic loading.

Key words: gas-distributing station, deformation work, long operation.

ELEMENTS OF EFFECTIVE DRILLING TECHNOLOGY FOR V'ETSOVPETRO HYDROCARBON RESERVOIRS (p. 45)

**Nikolaj Vladimirovich Solov'ev
Nguen Tien Hung**

Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU)
23 Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia
E-mail: : nvs@mgi-rggru.ru
Phone: +7 (495) 433-59-96

We analysed the technological factors and economic – technical indexes of drilling process of well #406 located in Nam Rong-Doi Moi Field, Vietnam. The specification of this kind of wells is that when drilling the 311 mm section which could reach 2000 m, the component and characteristic of rocks is heterogeneous (the rock hardness varies from 1 to 5). Therefore, this drilling section has many drilling problems, such as balling, drag force, sticking, tight spots, forcing pumps etc. that led to pump pressure increasing. We have analyzed and given recommendations to improve drilling efficiency by increasing rate of penetration and reducing drilling problems.

Key words: vessel Kangpjen, pan salt, pipelines, well.

JOULE-THOMSON COEFFICIENT FOR LIQUID-GAS MIXTURE THROTTLING (p. 50)

Aleksandr Viktorovich Lekomcev

**Dmitrij Aleksandrovich Martjushev
Pavel Jur'evich Iljushin
Marina Igorevna Ahmetova**

Perm National Research Polytechnic University
of. 416, 29, Komsomol'skij prospect, Perm', 614000, Russia
E-mail: martyushevd@inbox.ru

The paper estimated Joule-Thomson coefficient (coefficient of throttling) by passing the gas-liquid mixture through fitting on wellhead Zhylinski oil and gas field. To determine the wellhead temperature (before choke) gas-liquid mixture under the impossibility of its measurements thermodynamic and hydraulic calculations were performed. The results of the calculation of the temperature and pressure in the wells with gas factor of more than 200 m³ / t show high convergence with the actual (measured) data. The paper also noted that the values of the coefficients received throttling somewhat below the natural gas contained in the technical literature, the difference in their definition is greater than the pressure drop over the choke.

Key words: Joule-Thomson coefficient, production problems, oil production well, gas-liquid flow throttling.

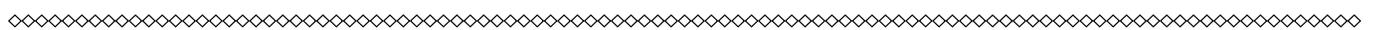
PRESSURE BUILDUP CURVES FOR FRACTURED-POROUS RESERVOIR: PROCESSING TECHNIQUE ANALYSIS (p. 54)

**Martjushev Dmitrij Aleksandrovich
Tat'jana Sergeevna Ladejshhikova**

Perm National Research Polytechnic University
of. 416, 29, Komsomol'skij prospect, Perm', 614000, Russia
E-mail: martyushevd@inbox.ru

This paper discusses the method of Warren - Ruth and Pollard to process pressure recovery curve for fractured porous reservoir, located in the north of Solikamsk depression. The basic features and reliability of the results of each of the techniques are given. Example – a well was processed by Pollard method, and the results obtained were compared with the results obtained by the method of Warren-Root. It is found that pressure recovery curve processing for fractured porous reservoirs by Pollard is possible, and these results will be accurate.

Key words: fractured porous reservoir, Warren-Root method, Pollard method, fracture permeability, naturally fracturing.



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 X 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.

Актуальные технологии для нефтегазового
комплекса на страницах журнала

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ





Продолжается подписка на научно-технический журнал "Инженер-нефтяник" на 2015 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