

Разведочная скв. 36 Веселовской площади (Ставропольский край) была заложена с целью оценки продуктивности верхнемеловых отложений. Ранее бурение скважин в интервалах верхнемеловых отложений при плотности промывочной жидкости 1280 кг/м^3 осложнялось интенсивными газопроявлениями, а при плотности $1400\text{—}1600 \text{ кг/м}^3$ — поглощениями. При опробовании этих интервалов после спуска обсадной колонны ни в одной из них не удавалось получить приток газа.

По данным анализа кернового и промыслово-геофизического материала отложения верхнего мела в данном районе представлены известковыми глинами. Коллектор относится к порово-трещинному типу. Данный материал дал основание полагать, что в процессе вскрытия отложений верхнего мела вследствие повышенных репрессий на пласт происходило глубокое проникновение фильтрата и твердой фазы промывочной жидкости в прискважинную зону коллектора. В результате этого трещины, являющиеся основными фильтрующими каналами, оказались закольматированными.

С целью получения однозначного ответа о наличии промышленных притоков газа из отложений верхнего мела, залегающих на глубине $1860\text{—}2200 \text{ м}$, вскрытие данного интервала в скв. 36 Веселовской площади проводили при плотности раствора хлористого кальция 1100 кг/м^3 . Депрессия на пласт составляла $3,0\text{—}4,0 \text{ МПа}$.

Перед вскрытием верхнемеловых отложений на устье скважины смонтировали и опробовали ГСЦ по определенной схеме (см. рис. 4.1).

В процессе бурения наряду с плотностью, расходом и давлением промывочной жидкости на входе и выходе из

скважины контролировались крутящий момент на роторе, число его оборотов и механическая скорость проходки. В режиме депрессии на пласт был вскрыт интервал 1816–1885 м. За счет отсутствия дифференциального давления механическая скорость при бурении данного интервала повысилась в среднем в 4 раза. Ввиду отсутствия признаков газопроявления несколько долблений было сделано с использованием обычной системы циркуляции. Однако на глубине 2107 м началось интенсивное газопроявление, поэтому вновь перешли на бурение с использованием разработанной технологии, поддерживая при этом избыточное давление на устье 1,0 МПа. Бурение до проектной глубины 2200 м продолжалось без осложнений.

В результате бурения скв. 36 был получен однозначный ответ об отсутствии промышленных запасов газа в верхнемеловых отложениях Веселовской площади, на основании чего было принято решение об отмене бурения двух ранее намеченных скважин [4, 80, 104].

Скв. 21 на разведочной площади Восточный Уч-Аджи была заложена с целью проведения поисков залежей газа в перспективных подсоловых верхнеюрских карбонатных отложениях келловей-оксфордского яруса в пределах Восточной Туркмении.

Подтверждение газоносности келловей-оксфордских отложений было получено при освоении разведочных скважин, пробуренных на Богаджинской, Малайской и других площадях.

Непосредственно на Учаджи-Кулачском валу промышленный приток газа получен на площади Восточный Уч-Аджи в скв. 18, где из отложений келловей-оксфорда (интервал 3855–3840 м) на штуцере диаметром 20 мм был получен дебит газа $Q_r = 70$ тыс. м³/сут с содержанием сероводорода до 0,8 %. Кроме того, прямые признаки газонасыщенности этих отложений установлены на скв. 1 Уч-Аджи. В целом же строение и характер насыщения карбонатных келловей-оксфордских отложений изучены недостаточно.

Данные по пробуренным скважинам следующие:

Глубина скважины, м.....	4500
Глубина залегания кровли известняков келловей-оксфордского яруса, м.....	3600–3822
Конструкция скважины:	
680-мм направление, м	7
426-мм кондуктор, м.....	200
324-мм первая промежуточная колонна, м	1200
245-мм вторая промежуточная колонна, м.....	2900–2940
294-мм укороченная колонна (хвостовик), м	2800–3700

168×140-мм эксплуатационная колонна, м	4500
Пластовое давление, МПа	50–60
Давление гидроразрыва пласта, МПа	87
Пластовая температура, °С	155

Для вскрытия продуктивного пласта по традиционной технологии с репрессией на пласт применялся слабоминерализованный малоглинистый меловой раствор, имеющий следующие параметры: плотность 1680–1720 кг/м³; условная вязкость 65–70 с; показатель фильтрации 3–5 см³/30 мин; СНС 40/80 мг/см²; рН = 10; пластическая вязкость 10 мПа·с; структурная вязкость 22 мПа·с; динамическое напряжение сдвига 7,03 Па; содержание твердой фазы 18 % (в том числе мела 15 %).

В скв. 21 вскрытие продуктивных газонасыщенных известняков келловей-оксфорда по технологии СевКавНИПИгаза осуществлялось в интервале 3800–4500 м при плотности бурового раствора 1320 кг/м³, условной вязкости 50–60 с, показателе фильтрации 1,0–1,5 см³/30 мин, рН = 8,0–8,5. Для бурения использовались долота 161СГН (СЗГН) с тремя насадками диаметром 7 мм. Диаметр УБТ 146 мм, бурильных труб 127 мм. Параметры режима бурения поддерживались в пределах:

Нагрузка на долото, тс	13–15
Скорость вращения ротора, об/мин	80–90
Расход промывочной жидкости, дм ³ /с	10–12
Давление нагнетания бурового раствора на входе, МПа	9,5–11,7
Давление на выходе, МПа	1,0–1,2

Вес столба бурового раствора плотностью 1320 кг/м³ обеспечивал давление на забое, близкое к статическому равновесию на кровле продуктивного пласта. Динамическая репрессия на пласт от кровли до подошвы изменялась от 3,8 до 6,1 МПа.

Максимальная репрессия, при которой наблюдались интенсивные поглощения в ранее пробуренных скважинах, находилась в пределах 18,5–22,5 МПа.

При бурении с помощью газокаротажной станции постоянно контролировалось газосодержание бурового раствора, которое не превышало в нормальных условиях 50 %, что не вызывало заметного уменьшения забойного давления.

Подъем инструмента осуществлялся с постоянным доливом скважины через тройник отвода вращающегося превентора. После подъема бурильной колонны на период смены долота закрывали глухие плашки нижнего превентора.

После достижения проектной глубины 4500 м вскрытый

интервал продуктивных отложений временно блокировали полимермеловым раствором плотностью 1560 кг/м^3 .

После спуска, цементирования и перфорации эксплуатационной колонны скважину освоили методом понижения уровня компрессором, и после отработки был получен дебит $400 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ газа на штуцере диаметром 20 мм.

На скв. 33 Воробьевского нефтяного месторождения проводились работы с целью получения однозначного ответа о перспективах нефтегазоносности и значении продуктивности нижнемайкопских глинистых отложений.

Фактические данные по скв. 33 Воробьевская:

Глубина залегания нижнемайкопских отложений, м.....	2065 – 2117
Проектная глубина скважины, м.....	2140
Глубина спуска 168-мм промежуточной колонны, м.....	2076,6
Интервал спуска 129-мм эксплуатационной колонны хвостовика, м.....	1960 – 2140
Интервал перфорации, м.....	2074,7 – 2097,8
Пластовое давление, МПа.....	27,2
Пластовая температура, °C.....	131

Продуктивные нижнемеловые отложения палеогена представлены тонколистовыми глинами с тончайшими прослоями и линзами алевролитов и песчаников.

Средняя проницаемость коллектора $0,49 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

При вскрытии продуктивных отложений с промывкой буровым раствором плотностью 1500 кг/м^3 в ранее пробуренных скважинах имели место частичные поглощения, что приводило к кольтматации и засорению продуктивного пласта.

Крепление скважин проводилось по обычной технологии с применением тампонажного портландцемента. Перфорация осуществлялась в среде глинистого раствора. После крепления эксплуатационной колонны и вскрытия пласта перфорацией приток нефти не получали из-за необратимой кольтматации трещин пласта при бурении и креплении скважин.

В обсаженной эксплуатационной колонной скважине испытания перспективных объектов по существующей технологии проводились в следующей последовательности. Вызов притока в скважине осуществлялся сменой промывочного раствора на воду, аэрацией жидкости, снижением ее уровня с помощью компрессора и цементировочного агрегата.

Для бурения скв. 33 Воробьевской площади СевКавНИПИ-газом была рекомендована технология углубления скважин в условиях равновесия давления в системе скважина – пласт. Технологические рекомендации предусматривали использование: комплекса специального наземного оборудования по созданию и поддержанию заданного давления; промывку

скважины безглинистым буровым раствором; очистку бурового раствора от шлама и его дегазацию; крепление скважин и вскрытие продуктивного пласта перфорацией. Для внедрения данной технологии в институте было изготовлено и поставлено Ставропольскому УБР (Предприятие «Кавказтрансгаз») необходимое специальное технологическое оборудование (устьевой вращающийся превентор ПВ-С-280×7,0, блок регулируемых дросселей). Были проведены монтаж специального технологического оборудования по определенной схеме (см. рис. 4.1) и обучение буровой бригады.

В качестве промывочной жидкости был рекомендован безглинистый раствор, в состав которого входили следующие компоненты: 1%-ный водный раствор реагента «Поли Кем Д»; 67–68 % сухого хлористого кальция, который вводится в раствор реагента.

Приготовленный буровой раствор имел следующие параметры: плотность 1280 кг/м³; условная вязкость 27–29 с; СНС 1/ 10–0/ 0 дПа; фильтрация 10–12 см³/ 30 мин; pH 8.

Всего было приготовлено 120 м³ безглинистого раствора и заготовлен запас глинистого раствора плотностью 1380 кг/м³ в объеме 130 м³. После разбуривания цементного стакана в промежуточной колонне, промывочную жидкость заменили на безглинистый буровой раствор. В качестве разделительной жидкости применялся высоковязкий 1,25%-ный водный раствор реагента «Поли Кем Д» в количестве 2 м³. После промывки скважины и выравнивания параметров раствора приступили к бурению с постоянным отбором шлама. В дальнейшем вскрытие кровли нижнемайкопских отложений осуществлялось с отбором шлама через каждые 0,5 м углубления при постоянном технологическом и геологическом контроле.

Постоянный контроль за параметрами раствора и состоянием выносимого шлама при бурении всего интервала показал, что применяемая технология углубления скважин в условиях равновесия в системе скважина – пласт с промывкой безглинистым буровым раствором предотвращает проникновение промывочной жидкости в продуктивный горизонт, диспергирование аргиллитов и переход глинистых частиц в промывочную жидкость. Шлам имел четкую конфигурацию, не размыт и на изломе сухой. Содержание твердой фазы в буровом растворе не отмечалось. Очистку бурового раствора от выбуренной породы осуществляли с помощью сепаратора и шламового отстойника.

Применение технологии бурения в условиях, близких к равновесию давлений в системе скважина – пласт, было

продиктовано необходимостью получения однозначного ответа о перспективах нефтегазоносности и значении продуктивности пласта нижнемайкопских глинистых отложений Воробьевского нефтяного месторождения.

Продуктивный интервал из-под башмака укороченной колонны вскрывался с промывкой раствором хлористого кальция плотностью 1280 кг/м^3 , что создавало статическую депрессию на пласт $0,9 \text{ МПа}$ при промывке. За счет потерь давления в кольцевом пространстве гидравлическое давление на забое колебалось в пределах $27,3\text{--}28,03 \text{ МПа}$, т.е. было очень близким к равновесию в системе скважина — пласт.

Для блокирования продуктивного пласта на период СПО, спуска и цементирования эксплуатационной колонны была рекомендована следующая рецептура промывочной жидкости: из расчета на 1 м^3 раствора CaCl_2 плотностью 1200 кг/м^3 25%-ного раствора КССБ 200 дм^3 , нефти 200 дм^3 , мела химически осажденного 3 %. Перфорацию проводили в среде вышеуказанной жидкости.

После освоения скважины на штуцере $2,0 \text{ мм}$ был получен дебит нефти $17,28 \text{ м}^3/\text{сут}$, а на штуцере диаметром $5,1 \text{ мм}$ — $37,97 \text{ м}^3/\text{сут}$, что в среднем на 23 % выше дебита по ранее пробуренным скважинам. Для примера, в скв. 1 вызов притока осуществлялся сменой бурового раствора плотностью 1500 кг/м^3 на воду с последующей аэрацией и понижением уровня жидкости в скважине с помощью компрессора. На штуцере диаметром $3,2 \text{ мм}$ дебит нефти составил $29,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ при давлении на устье $5,7 \text{ МПа}$ и $7,5 \text{ МПа}$ в НКТ и межтрубном пространстве соответственно. При отработке скважины на штуцере диаметром $5,1 \text{ мм}$ дебит нефти незначительно увеличился до $30,7 \text{ м}^3/\text{сут}$, при этом давление в НКТ составило $2,25 \text{ МПа}$, в межтрубном пространстве — $4,8 \text{ МПа}$.

Разведочная скв. Р-110 Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения была пробурена в интервале $3340\text{--}4470 \text{ м}$ в условиях, близких к равновесию в системе скважина — пласт¹.

Цель бурения — уточнение положения водонефтяного контакта и оконтуривание южной части залежи. До глубины 3340 м бурение сопровождалось интенсивными поглощениями промывочной жидкости и газопроявлениями, что существенно осложняло процесс углубления скважин. Для доведения скважины до проектной глубины и завершения ее строи-

¹ Промысловые исследования проводились совместно с В.Е. Дубенко, В.И. Чернухиным, А.В. Кулигиным.

тельства руководством ДООО «Бургаз» и филиала «Тюменбургаз» было принято решение использовать технологию бурения и специальное технологическое оборудование, разработанные СевКавНИПИгазом.

Бурение по новой технологии велось из-под 168,3-мм эксплуатационной колонны, спущенной на 3340 м, следующей компоновкой: долото диаметром 139,7 мм; забойный двигатель Д-105; УБТ диаметром 108 мм (80 м); комбинированные буровые трубы диаметром 73 мм (500 м), 95 мм (ЛБТ, 2500 м), 89 мм (остальное).

Устье скважины герметизировалось вращающимся превентором, отвод которого соединялся с блоком дросселирования, оборудованным пультом управления устьевым давлением.

В процессе бурения с промывкой утяжеленным раствором плотностью 1260 кг/м^3 на устье скважины поддерживалось избыточное давление $0,7\text{--}0,8 \text{ МПа}$. Газосодержание бурового раствора при промывке не превышало 8 %, а после технологических отстоев и вымыва газированных пачек — 32 %. Специальное технологическое оборудование (вращающийся превентор, блок дросселирования и пульт управления устьевым давлением) работало надежно без видимого износа. В результате испытания из вскрытого интервала пласта БГ11₁₋₂ был получен приток пластовой газированной воды.

Цель бурения скв. Р-110 была достигнута, и в 1999 г. на месторождениях севера Тюменской области было запланировано бурение еще трех скважин в условиях гибкого регулирования давления в системе скважина — пласт.

Скв. 93 П-Ямсовейского ГКМ в интервале 3080—3300 м, сложенном ачимовскими и васюганскими отложениями, бурились на равновесии давлений в системе скважина — пласт с использованием специального оборудования по технологии СевКавНИПИгаза.

Промежуточная колонна диаметром 245 мм была спущена на глубину 1500 м. В интервале 1500—3080 м открытый ствол. Градиент пластового давления в интервале 3080—3300 м составил $0,0128 \text{ МПа/м}$. В ходе работ было установлено наличие поглощающего интервала 2686—2700 м с градиентом давления начала поглощения $0,0125 \text{ МПа/м}$ с интенсивностью 5 м^3 в сутки.

Вскрытие продуктивного горизонта осуществлялось на растворе плотностью $1230\text{--}1240 \text{ кг/м}^3$, при проектной плотности бурового раствора $1350\text{--}1390 \text{ кг/м}^3$. Градиент давления начала поглощения был повышен до $0,0135 \text{ МПа/м}$ методом последовательных опрессовок.

Вскрытие продуктивного горизонта проведено за 12 долблений, в том числе и два интервала отбора керна. Общее время оборудования составило 220 ч. Установлена износостойкость резинометаллических уплотнителей для вращающегося превентора — 100 замковых соединений при спуске инструмента (начало разрушения элемента) и 160 замковых соединений при подъеме инструмента (разрушения элемента не отмечено). Уплотнитель герметизировал скважину как при нахождении в нем буровой колонны диаметром 127 мм, так и ведущей трубы со стороны квадрата 112 мм.

В целом разработанное СевКавНИПИгазом оборудование достаточно надежно, работоспособно, но требует тщательной центровки вышки и соосности ствола ротора и ПВО. Сама технология позволяет полностью контролировать и управлять процессом бурения, в том числе и оперативно определять текущие пластовые давления.

Скв. П-12 Южно-Парусовая в интервале 2690—3396 м бурилась на равновесии в системе скважина — пласт с использованием технологии, оборудования, научно-инженерного сопровождения ОАО «СевКавНИПИгаз».

Вскрытие валанжинских отложений было осуществлено в течение 22 рейсов, из них пять — с отбором керна. В ходе подготовительных работ к бурению было проведено:

- полное техническое обслуживание вращающегося превентора, регулируемого дросселя со сменой внутренних уплотнительных соединений герметизирующего уплотнителя;

- монтаж комплекта оборудования для бурения на равновесии;

- обучение буровой бригады работе с указанным выше оборудованием.

Бурение в интервале 1300—2690 м проводилось на растворе с плотностью 1190—1200 кг/м². С глубины 2690 м плотность раствора была снижена до 1100—1200 кг/м³, что привело к увеличению проходки на долото III-215,9-СГВУ от 37 до 48 м.

При забое 3200 м, проведенным комплексом ГИС, был определен градиент пластового давления, равный 0,014 МПа/м, и дан прогноз на глубину 3275 м — 0,0121 МПа/м. Бурение до глубины 3275 м было продолжено с постепенным увеличением плотности рабочего бурового раствора до 1150 кг/м³. При забое 3217 м был вскрыт пласт БУ₆, оказавшийся водонасыщенным. После проведения технологических отстоев и СПО отмечено устойчивое снижение вязкости, плотности бурового раствора от 1150 до 1009 кг/м³, увеличение показателя

теля фильтрации от 2 до 3 см³, падение давления циркуляции на 2–2,5 МПа.

При забое 3275 м, проведенным комплексом ГИС, определен градиент пластового давления, равный 0,017 МПа/м на глубине 3250 м, и дан прогноз на глубину 3300 м – 0,0123 МПа/м. Бурение было продолжено с увеличением плотности рабочего бурового раствора до 1200 кг/м³. При увеличении плотности раствора отмечено снижение механической скорости бурения от 6 до 3–4 м/ч, также отмечено снижение проходки на долото III-215,9-МСГНУ R190 от 75–80 до 37 м.

При бурении скважины сбоев и отказов оборудования не было. Работы по дальнейшему использованию технологии бурения на равновесии предложено проводить в соответствии с решением ОАО «Газпром» «Повышение надежности строительства эксплуатационных и разведочных скважин на Заполнярном ГНКМ» и письмом ДООО «Бургаз» № 08-19/61 от 01.03.2000.

Бурение *эксплуатационно-нагнетательных скважин на Песчано-Уметской площади Саратовской области* осложнялось катастрофическими поглощениями в интервалах горных пород, залегающих на глубине 270–400 и 780–950 м. Средневзвешенное по глубине пластовое давление в первом интервале поглощающих горных пород составляло 1,5 МПа, во втором – 3,0 МПа. Конструкция скважин была утверждена с учетом перекрытия 324-мм и 245-мм обсадными колоннами первой и второй зон поглощений, спускаемыми на глубину 400 и 950 м соответственно.

Бурение в интервалах катастрофических поглощений проводилось ранее с промывкой глинистым раствором с минимально возможной плотностью. При обнаружении поглощения осуществлялся переход на воду и дальнейшее бурение продолжали при полном поглощении без выхода циркуляции с падением уровня до 180 м от устья.

Существующая технология бурения на Песчано-Уметской площади не позволяла вскрывать пласты с АНПД без поглощений, не обеспечивала подъем цементного раствора за колоннами до устья, снижала технико-экономические показатели, отрицательно влияла на экологическую обстановку в районе строительства скважин. При прохождении газонасыщенного мячковского горизонта в купольной части структуры углубление скважин более 300 м становилось невозможным из-за газопроявлений, приводящих к серьезным авариям.

Бурение скв. 179 с промывкой пеной по технологии Сев-

КавНИПИгаза в интервале 270–370 м под 324-мм кондуктор проходило без потери циркуляции. Технологическая схема обвязки специального наземного оборудования обеспечивала приготовление пены, закачку ее в скважину, циркуляцию, очистку от шлама и разрушение на составляющие фазы. Разделение пены на два потока происходило в блоке циклонных сепараторов. Затем выходящий легкий поток двухфазной пены подвергался дополнительной аэрации в аэраторе, расположенном между циклонами и вертикальным гравитационным сепаратором. Окончательное разделение пены на воздух и пенообразующую жидкость происходило в гравитационном сепараторе.

Перед спуском 324-мм и 245-мм промежуточных колонн проводилось блокирование поглощающих пластов устойчивой трехфазной пеной, которая образуется путем увеличения концентрации пенообразователя в ПОЖ до 0,5 % (по массе).

Данная технология и оборудование, внедренные на скв. 11^{бис}, 232, 172, 171 и др. Песчано-Уметской площади, позволили обеспечить проектные требования по глубине спуска и цементированию 245-мм и 324-мм промежуточных колонн и предотвратить межколонные давления, что подтвердило надежность крепления промежуточных колонн в указанных скважинах [15, 20, 40, 83, 84].

Скв. 7 на площади Танги-Кудук (Туркмения). Разведочная площадь Танги-Кудук расположена на территории Восточной Туркмении в 120 км восточнее г. Чарджоу. Бурение велось на келловей-оксфордский перспективный на газ пласт, залегающий на глубине 3500 м. При бурении под промежуточную колонну диаметром 324 мм, спускаемую на глубину 500 м, в интервале 170–380 м встречались зоны катастрофических поглощений промывочной жидкости плотностью 1080 кг/м³. Данный интервал был осложнен карстом и сложен известняками, доломитами с прослоями песчано-глинистых пород неоген-четвертичного и палеогенового возраста (бухарские отложения). Интервальное пластовое давление оценивалось в пределах 1,53–2,77 МПа, пластовая температура 30–35 °С.

Практика проводки первых разведочных скважин показала, что при бурении данного интервала в результате интенсивных поглощений снижался уровень промывочной жидкости на 50–70 м от устья, происходило обвалообразование стенок скважины, каждый спуск-подъем сопровождался затяжками и посадками бурильного инструмента. Кроме того, в близлежащем районе отсутствовали водные ресурсы. Эти об-

стоятельства потребовали разработки технологии бурения с применением пены.

На скв. 7 Танги-Кудук была применена новая технология бурения с промывкой пеной, разработанная СевКавНИПИгазом. После спуска и цементирования 426-мм кондуктора на устье скважины был смонтирован вращающийся превентор с проходным сечением в корпусе 425-мм. Отвод устьевого вращающегося превентора соединили резиновым шлангом с блоком очистки и разрушения пены.

Перед началом бурения приготовили ПОЖ в количестве, равном четырехкратному объему скважины. Для приготовления ПОЖ заранее готовился 10%-ный глинистый раствор с добавкой полимера. Затем добавляли пенообразователь. Параметры приготовленного ПОЖ в процессе бурения поддерживали в следующих пределах:

Плотность, кг/м ³	1050 – 1070
Условная вязкость, с	40 – 45
Фильтрация, см ³ /30 мин	5 – 6
pH	7 – 7,5
Статическое напряжение сдвига, Па	3,0 – 6,0

Для бурения с промывкой пеной применялась следующая компоновка бурильной колонны: долото 394-мм, УБТ диаметром 203 мм и длиной 120 м, обратный клапан, 114-мм бурильные трубы, КШЦ-155, ведущая труба.

В процессе бурения поглощений пены пластом и проявлений пластового флюида не наблюдалось. Механическая скорость бурения возросла в 3–3,5 раза, проходка на долото в 1,5–2 раза. На глубину 505 м без осложнений спущена 324-мм промежуточная колонна и зацементирована до устья.

Горизонтальный ствол на скв. 479 на Елшано-Курдюмском ПХГ. Для увеличения суточного дебита и снижения депрессии на пласт-коллектор на Елшано-Курдюмском ПХГ осуществлено строительство двух ГС.

Профиль ствола ГС на Елшано-Курдюмском ПХГ рассчитывался так, что вскрытие верхнего интервала пласта-коллектора происходило почти под горизонтальным углом, вследствие чего общая протяженность ствола горизонтальной скважины увеличивалась значительно (до 110 м), что усложняло проблему удаления выбуренной породы из ствола скважины. Это подтвердилось при проводке горизонтального ствола на скв. 479 Елшано-Курдюмского ПХГ.

Бурение этой скважины показало, что степень очистки ее ствола от выбуренной породы, скапливающейся на нижней стенке, зависит от зенитного угла, режима движения потока бурового раствора, а также механического воздействия на

шлам (расхаживание и вращение бурильной колонны). При углах наклона ствола более 10° на поверхность выносятся не более 30 % выбуренной породы, если не проводить специальных работ по очистке скважины.

Одним из менее затратных способов улучшения очистки ствола скважины является увеличение скорости восходящего потока за счет роста подачи буровых насосов.

Исследования, проведенные А.М. Лихушиным [118], показали, что для эффективного удаления шлама из ствола наклонно направленной скважины, при прочих равных условиях, необходимо обеспечить скорость восходящего потока в наклонной скважине v_n в 2–3 раза больше, чем скорость при промывке вертикальных скважин v_v .

Соотношение скоростей при различных зенитных углах следующее:

Зенитный угол, градус	35–40	40–60	60–90
Параметр v_n/v_v	1,7	1,7–1,9	2,5–3,0

С целью повышения эффективности очистки ствола скважины при проводке ГС на Елшано-Курдюмском ПХГ была разработана и применена следующая технология: бурение осуществлялось с максимально возможной подачей буровых насосов, а дополнительная очистка наклонного и горизонтального ствола проводилась способом обратной промывки.

Подача буровых насосов при бурении регламентировалась технической характеристикой забойных двигателей Д-172 (расход 25 $\text{дм}^3/\text{с}$) и Д-240 (расход 40 $\text{дм}^3/\text{с}$), скорость восходящего потока при этом составляла 0,93 и 0,6 м/с соответственно. При обратной промывке скорость восходящего потока увеличилась от 0,93 до 2,3 м/с и от 0,6 до 3,4 м/с при неизменном расходе.

Способ реализации дополнительных промывок по обратной схеме был использован при бурении *горизонтального ствола на скв. 480 Елшано-Курдюмского ПХГ* с зенитным углом наклона ствола более 50° . Скорость восходящего потока за счет изменения направления потока была увеличена в 4,5 раза относительно скорости при прямой промывке. Скорость движения потока в кольцевом пространстве оставалась при этом неизменной, что предотвратило обвал тульских глин. Количество шлама на выбросах в этом случае в 3–4 раза превышало этот показатель при прямой промывке. Удалось даже вымыть шлам с глубины перехода диаметра ствола 295,3 мм на диаметр 215,9 мм, что невозможно было сделать при прямой промывке.

Одной из особенностей горно-геологических условий при

проводке горизонтального ствола Елшано-Курдюмского ПХГ является вскрытие аргеллитоподобных глин тульских и бобриковских отложений. При незначительной толще и напластованиях они вскрываются почти под горизонтальным углом, поэтому общая протяженность кажущейся толщины бурения в этих отложениях будет значительной (170–100 м). Знание физико-механических свойств таких пород крайне необходимо. Особенно это важно учитывать при спуске обсадных колонн, фильтров — хвостовиков, промывке, глушении и освоении ГС. В горизонтальном необсаженном стволе глины будут разрушаться при тех же темпах фильтрации за счет длительного взаимодействия с буровым раствором или жидкостью глушения. Поэтому при заканчивании скважины возникают осложнения из-за неустойчивости стенок горизонтального ствола и скопления шлама на участке прохождения глинистых отложений.

Технология цементирования 324-мм промежуточной колонны на скв. 172 Песчано-Уметского ПХГ.

Данные по скважине следующие:

Диаметр скважины, м.....	0,324
Диаметр колонны, м.....	0,394
Глубина установки башмака колонны, м.....	360
Глубина подошвы поглощающего пласта, м.....	240
Избыточное давление при газопроявлении, МПа.....	0,7
Статическое напряжение сдвига, Па:	
цементного раствора.....	40
трехфазной пены.....	100
Плотность цементного раствора, кг/м ³	1840
Плотность пены на поверхности скважины, кг/м ³	340
Объем тампонажного раствора для проведения первой стадии цементирования, м ³	10,8
Количество продажной жидкости, м ³	9,1
Количество тампонажного раствора для проведения второй стадии цементирования, м ³	2,6

После проведения второй стадии цементирования в период ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) в скважине создано избыточное давление 0,2 МПа, которое снизилось до атмосферного за 30 с и больше не поднималось в течение 30 мин. После ОЗЦ цементный стакан обнаружен на глубине 236 м.

Результаты промысловых исследований технического состояния и износа обсадных колонн с помощью электромагнитной профилометрии¹.

Скв. 2 Володарской площади (Астраханская область) — поисковая, проектный горизонт — средний девон, проектная

¹ Промысловые исследования проводились совместно с А.М. Даутовым и А.Г. Керимовым.

глубина 6500 м. Первые исследования электромагнитным профилографом выполнялись в 1997 г. в технической колонне диаметром 244,5 мм, глубина спуска 4400 м. Основное предназначение колонны в соответствии с геолого-техническим нарядом — перекрытие интервала залегания соленосных отложений кунгурского яруса.

По данным исследования технического состояния колонны электромагнитным профилографом в интервале залегания пластичных солей на глубине 4037–4061 м были выявлены интервалы деформации 4037–4042 и 4053–4060 м. Одной из основных причин деформации колонны является ее односторонний износ до 4 мм, вызванный многочисленными спуско-подъемными операциями бурильного инструмента, в результате которых несущая способность изношенного участка колонны была снижена. Другой причиной, которая привела к деформации колонны, является некачественная проводка ствола скважины (значительный ее размыв в интервале залегания солей), отмеченная по данным кавернометрии. По результатам последующих исследований методом акустической цементометрии (АКЦ) было отмечено плохое качество крепления колонны на данном участке.

В итоге все перечисленные факторы, имевшие место при строительстве скважин, стали причиной деформации колонны.

Для детального анализа несущей способности обсадной колонны, в месте ее деформации, по результатам выполненных исследований электромагнитной профилометрии, деформированный участок был спроецирован в трехмерном измерении. Такое построение выполнено по результатам точечной обработки данных и позволяет наглядно иллюстрировать деформированный участок, а также выдавать заключение о несущей способности изношенного деформированного участка колонны и рекомендации, которыми следует руководствоваться при бурении глубоких скважин, если ожидается действие неравномерного горного давления:

применять более прочную обсадную колонну, устойчивую к действию максимального наружного избыточного давления в зоне залегания пластичных солей;

периодически, через 25–30 рейсов бурильного инструмента, проводить обследование обсадной колонны электромагнитным профилографом для своевременного выделения участков, подверженных интенсивному истиранию или деформациям;

в случае непредвиденного поглощения, разгазирования бурового раствора или других осложнений, незамедлительно

принимать меры по их устранению и выполнять внеочередные замеры электромагнитной профилометрии.

Для восстановления скважины и достижения проектной глубины, выше интервала смятия с глубины 3895 м была предпринята зарезка второго ствола. Для зарезки и бурения второго ствола использовался отклонитель ОТ-219 с углом скоса клина 3°. Была определена разница по глубине вскрытия интервала пластичных пород за счет отклонения ствола скважины, которая составила 0,5 м при его отклонении на 10 м.

Таким образом, интервал, в котором следовало ожидать наиболее сильное воздействие пластичных солей (нижний интервал деформированного участка обсадной колонны 4052–4060 м), для нового ствола скважины практически не изменился. В связи с этим особое внимание было уделено данному участку спущенной эксплуатационной колонны диаметром 177,8 мм при анализе последующих результатов исследований.

Электромагнитными профилографами серии КСП-Т-7 возможно не только измерять значение износа внутренней стенки колонны, но и отмечать места дефектов типа порывов, трещин различной ориентации (вертикальных — датчик Д4 и горизонтальных — датчик Д3).

Исследования технического состояния обсадной колонны 177,8 мм, выполненные в 1998 г. электромагнитным профилографом в интервале залегания пластичных солей, отчетливо показали наличие деформации колонны в двух интервалах (4053–4054 и 4059–4060 м). В середине верхнего деформированного участка на фоне уменьшения диаметра колонны (по микрокаверномеру Д6) датчиком Д3 отмечается порыв колонны горизонтальной ориентации. В нижней части деформированного участка на фоне уменьшения диаметра колонны в перпендикулярной плоскости (по микрокаверномеру Д5) датчиком Д3 отмечаются трещины.

Следует отметить, что в указанных интервалах неоднократно отмечались посадки бурильного инструмента. Для восстановления номинального внутреннего диаметра колонны и ликвидации осложнений, связанных с непроходимостью бурильного инструмента, в интервалах сужения колонны проводились ремонтные работы. Исследования электромагнитной профилометрией, выполненные после ремонтных работ, показали, что в интервале 4053–4054 м диаметр колонны восстановлен до номинального размера, а раскрытость трещины уменьшилась. В интервале 4059–4060 м отмечается только незначительное увеличение внутреннего диаметра.

Таким образом, исследования электромагнитной профилометрии приборами серии КСП-Т позволяют не только оценить техническое состояние колонн, но и определить эффективность ремонтно-восстановительных работ.

В скв. 1 Безымянной площади (Астраханская область) исследования выполнялись с помощью электромагнитного профилографа серии КСП-Т-7 по методике разновременных исследований для определения динамики износа колонны.

Первый замер выполнялся после спуска и крепления промежуточной колонны. По результатам выполненных исследований износ колонны не был отмечен.

Повторные исследования выполнялись через год и полтора года. По полученным данным отмечается рост износа колонны, предельные значения которого достигали 3 мм во время второго измерения и 5 мм при исследованиях через полтора года. Износ представляет собой спиралеобразную выемку в виде желоба различной протяженности, отмечаемую, практически, по всей длине колонны от 1300 до 4070 м.

Результаты исследований колонн позволяют оценить эффективность получаемой информации с помощью электромагнитных профилографов серии КСП-Т.

На основе данных изучения технического состояния колонн скважин Астраханского региона были даны рекомендации, позволяющие безаварийно проводить бурение глубоких скважин при действии неравномерного горного давления.

Для восстановления скважин в местах деформации колонн выполнялись ремонтные работы. По результатам повторных исследований электромагнитной профилометрии было оценено качество ремонтных работ и сделаны следующие выводы [118, 119]:

различная способность колонн противостоять горному давлению, зависящая от марки стали и ее размеров, приводит к разным формам деформации в однотипных местах залегания пластичных пород;

уровень подготовки ствола скважины напрямую связан с процессом ее деформации в местах действия пластичных пород;

результат систематического контроля за износом внутренней колонны является одним из основных показателей безаварийного строительства скважин;

с помощью приборов серии КСП-Т эффективно можно контролировать техническое состояние колонн и оценивать качество ремонтных работ.