

УДК 622.244.6(571.12)

Ю.В. Сухачев, к.т.н., в.н.с., e-mail: Suhachev@tngg.info; **Д.В. Кукарский**, зав. сектором испытания скважин, e-mail: kukarskiy@tngg.info; **М.С. Коваль**, инженер, e-mail: kmc1984@mail.ru; **А.В. Пудашкина**, инженер, e-mail: nura_tav@mail.ru, ООО «ТюменНИИгипрогаз»

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ИСПЫТАНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Совершенствование технологий испытания поисково-разведочных скважин проявляется в оптимизации комплексного подхода к испытанию объектов в открытом стволе и эксплуатационной колонне на основе проектных технико-технологических решений и в разработке нового способа испытания разведочных скважин с применением колтюбинговой установки.

Одной из наиболее важных проблем поисково-разведочного бурения является повышение качества проведения работ по испытанию запланированных продуктивных горизонтов, тем более что данные, полученные в результате исследования скважины, и есть цель ее строительства. В результате работ по испытанию скважин устанавливается промышленная нефтегазоносность пластов, проводится оценка продуктивной характеристики, и получают необходимые данные для подсчета запасов углеводородов и составления технологических схем разработки месторождений.

Ранее проведенные многочисленные исследования и промысловый опыт показывают, что сроки испытания и продуктивность скважин, пробуренных в одних и тех же условиях, могут быть различными в зависимости от качества выполненных работ по заканчиванию и испытанию скважин. Авторы исследований отмечают, что в продолжительности цикла строительства разведочных скважин, состоящего из трех этапов (вышкостроение, бурение и испытания) наибольшее время

(до 60%) расходуется на испытания скважин, однако удельный вес этих работ в сметной стоимости скважины составляет лишь 5–8%. Отсюда следует вывод: оптимизация процесса испытаний скважин – одно из главных условий повышения эффективности и сокращения сроков их строительства [1].

Испытание глубоких поисково-разведочных скважин на новые геологические горизонты объективно осложнено, так как предполагает исследование слабоизученных объектов геологического разреза. Положение дел в этой области усугубляется аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) и температурами, а также низкими коллекторскими свойствами продуктивных пластов ачимовских и юрских отложений, которые являются в настоящее время основными объектами геолого-разведочных работ. Учитывая производственный опыт испытания поисково-разведочных скважин и научно-технические достижения в этой области, ООО «ТюменНИИгипрогаз» совместно с производственными организациями ОАО «Газпром» разработана

технология испытания ачимовских¹ и юрских² отложений, включающая следующие технологические операции и режимы их выполнения:

- вторичное вскрытие пластов производится на солевом растворе при равенстве забойного и пластового давлений кумулятивными перфораторами, спускаемыми на каротажном кабеле с плотностью прострела 15–20 отв./мин.;
- очистка призабойной зоны пласта (ПЗП) методом обратных промывок с противодавлением на различных режимах по замкнутому циклу до удаления механических примесей (снижение противодавления производится ступенчато через 3–5 МПа в интервале забойных давлений $P_{заб} = P_{пл} + 0,7P_{пл}$);
- технологическая выстойка в течение 24 часов при $P_{заб} = P_{пл}$;
- воздействие на ПЗП методом переменных давлений в течение 20 циклов в интервале забойных давлений $P_{заб} = P_{пл} + 0,7P_{пл}$;
- технологическая выстойка в течение 24 часов при $P_{заб} = P_{пл}$;
- далее обратной промывкой с противодавлением производится замена

¹ РД 51-00158758-206-99. Регламент по испытанию (освоению) скважин на ачимовские отложения. ООО «ТюменНИИгипрогаз».

² РД 00158758-216-2001. Технологический регламент по испытанию (освоению) скважин на юрские отложения севера Тюменской обл. ООО «ТюменНИИгипрогаз».

Таблица 1. Сравнительный анализ проектных и фактических технологий процесса испытания поисково-разведочных скважин

№ скв.	Пласт, № об.	Проведенные технологические операции по испытанию и интенсификации притока (результат)
Северо-Самбургское месторождение		
110	Ач ₅ ^{2,3} , 1	Вторичное вскрытие перфоратором Dupawell (86 мм), среда: <i>глинистый раствор</i> $\rho = 1,68 \text{ г/см}^3$. Отработка с созданием давления компрессором в затрубном пространстве не более 6 МПа (приток пластовой воды $Q_v = 20,9 \text{ м}^3/\text{сут.}$).
	Ач ₅ ¹ , 2	Вторичное вскрытие перфоратором ЗПКТ-89-АТ-04, среда: <i>глинистый раствор</i> $\rho = 1,68 \text{ г/см}^3$. (приток пластовой воды, $Q_v = 25,9 \text{ м}^3/\text{сут.}$ при Нср.д.=1193,6 м).
Ямбургское месторождение		
200	Ач _{5r} , 2	Вторичное вскрытие перфоратором ЗКПО-73 ПП-19, среда: <i>глинистый раствор</i> $\rho = 1,88 \text{ г/см}^3$. 20 циклов МПД (непереливающий приток нефти $Q_n = 0,78 \text{ т/сут.}$ при Нсду = 1017 м).
	Ач _{4r} , 3	Вторичное вскрытие перфоратором ЗКПО-73 ПП-19, среда: <i>глинистый раствор</i> $\rho = 1,88 \text{ г/см}^3$. Интенсификации притока: перестрел пласта: 3739,0-3757,0 м зарядами Shaped Charge DN на <i>глинистом растворе</i> $\rho = 1,88 \text{ г/см}^3$, отработка (периодически фонтанирующий приток нефти $Q_n = 5,1 \text{ м}^3/\text{сут.}$).
	Ач _{3r} , 4	Вторичное вскрытие перфоратором Shaped Charge DN, среда: <i>глинистый раствор</i> $\rho = 1,88 \text{ г/см}^3$. МПД 20 циклов тех. водой, работа из-под накопления. <i>Снижение уровня</i> , выстойка 24 ч. (пленка нефти, пласт практически «сухой»).
	Ач ₃ , Ач ₃ ⁰ , 5	Вторичное вскрытие перфоратором Charge Dynawell (43мм), среда: <i>тех. вода</i> . Отработка из-под накопления (тех. вода с пленкой нефти), МПД 20 циклов. <i>3 снижения уровня</i> (приток нефти $Q_n = 0,32 \text{ м}^3/\text{сут.}$ при Нср.д.=600 м).
	Ач _{1r} , 6	Вторичное вскрытие перфоратором Shaped Charge DN (43мм), среда: <i>глинистый раствор</i> $\rho = 1,88 \text{ г/см}^3$. Запуск по НКТ на ГФУ (скважина вышла на перелив), отработка, ГДИ, ГКИ (приток ГКС $Q_{г.с.} = 28,6 \text{ т.м}^3/\text{сут.}$, $Q_{ст.к.} = 7,62 \text{ м}^3/\text{сут.}$).
202	Ач ₆ ² , 1	Вторичное вскрытие перфоратором ЗКПО-73 ПП-19, среда: <i>глинистый раствор</i> $\rho = 1,84 \text{ г/см}^3$. 4 цикла <i>компрессирования</i> . Встойка 24 ч., промывки, (газированная тех. вода без следов УВ). 20 циклов МПД, 2 цикла <i>снижения уровня</i> , (тех. вода без следов жидких УВ). <i>Компрессирование</i> (слабый приток газоконденсатной смеси $Q_{см.} = 1,0-1,5 \text{ т. н. м}^3/\text{сут.}$).
	Ач _{2r} , 2	Вторичное вскрытие перфоратором ЗКПО-ПП-19-ГП, среда: <i>глинистый раствор</i> $\rho = 1,82 \text{ г/см}^3$. Отработка из-под накопления. 2 операции МПД с горячей тех. водой (слабофонтанирующий, приток газа дебитом $Q_g = 5,12 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$).
	Ач ₀ ¹ , 3	Вторичное вскрытие перфоратором Shaped Charge DN, среда: <i>глинистый раствор</i> $\rho = 1,82 \text{ г/см}^3$. Отработка. ГДИ на 2 режимах, ГКИ – один режим (приток газоконденсатной смеси $Q_{г.с.} = 11,05 \text{ тыс. н. м}^3/\text{сут.}$, $Q_{кон.ст.} = 1,92 \text{ м}^3/\text{сут.}$).
	БУ ₉ ¹⁻¹ , 4	Вторичное вскрытие перфоратором ЗПК-89 АТМ-04, среда: NaCl $\rho = 1,17 \text{ г/см}^3$. МПД 6 циклов (на устье слабый перелив тех. конденсата, выход газа отсутствовал, переливающий приток пластовой воды $Q_v = 2,72 \text{ м}^3/\text{сут.}$).
	БУ ₉ ¹ , 5	Вторичное вскрытие перфоратором ЗПК-89 АТМ-04, среда: <i>глинистый раствор</i> $\rho = 1,17 \text{ г/см}^3$. 9 циклов <i>снижения уровня</i> . 20 циклов МПД ($R_{max} = 30 \text{ МПа}$). Запись ГИС - КВУ 16 ч. (непереливающий приток пластовой воды $Q_v = 3,28 \text{ м}^3/\text{сут.}$).
210	БУ ₉ ² , БУ ₉ ³ , 8	Вторичное вскрытие перфоратором Shaped Charge Dynawell (43мм), среда: <i>тех. вода</i> . Отработка (фонтан г/к $Q_{см.} = 31,47 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$, $Q_{г.с.} = 29,25 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$, $Q_{нестаб. конд.} = 1,63 \text{ м}^3/\text{сут.}$). Дострел зарядами Shaped Charge Dynawell (43мм) в среде ГКС. Отработка, исследования, (фонтан г/к $Q_{см.} = 35,8 \text{ тыс. н. м}^3/\text{сут.}$, $Q_{г.с.} = 29,3 \text{ тыс. н. м}^3/\text{сут.}$, $Q_{нест. конд.} = 2,47 \text{ м}^3/\text{сут.}$).
	БУ ₈ ³ , 9	Вторичное вскрытие перфоратором Shaped Charge Dynawell (43мм), среда: <i>тех. вода</i> . Отработка, исследования (фонтан г/к смеси $Q_{см.} = 137,8 \text{ т. м}^3/\text{сут.}$, $Q_{г.с.} = 123,5 \text{ тыс. н. м}^3/\text{сут.}$, $Q_{стаб. конд.} = 6,89 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_v = 0,3 \text{ м}^3/\text{сут.}$).
Харвутинское месторождение		
253	Ач ₃ ¹ , 6	Вторичное вскрытие перфоратором ЗПКО-73ПП19, среда: <i>глинистый раствор</i> $\rho = 1,58 \text{ г/см}^3$. <i>Снижение уровня</i> , 20 циклов МПД (перелив газированной тех. водой с пленкой). <i>Компрессирование</i> (Переливающий приток нефти $Q_n = 1,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_{г.сеп.} = 1,6 \text{ т. м}^3/\text{сут.}$, $Q_v = 1,0 \text{ м}^3/\text{сут.}$).
	Ач _{3r} , 5	Вторичное вскрытие перфоратором ЗПКО-73ПП19, среда: <i>глинистый раствор</i> $\rho = 1,58 \text{ г/см}^3$. <i>Компрессирование</i> стоянка на притоке. ГИС «состав-приток». Установка цементного моста с целью ликвидации заколонного перетока. Повторная перфорация зарядами ЗКПО-73 ПП-19 в среде <i>глинистого раствора</i> $\rho = 1,58 \text{ г/см}^3$. <i>Снижение уровня азотно-бустерной установкой</i> (5 циклов). ГИС: «состав-приток», запись КВУ. 10 циклов МПД, <i>снижением уровня</i> (при переливе $Q_n = 2,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$).
Тазовско-Заполярье месторождение		
94	АчБТ ₁₀ ⁵ , 1	Вторичное вскрытие перфоратором Dupawell, среда: тех. вода. Отработка по НКТ (переливающий приток пластовой воды $Q_v = 4,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$).
	АчБТ ₁₀ ⁵ , 2	Вторичное вскрытие перфоратором Dupawell 8g DP TTC Strip St RDX, среда: тех. вода. Отработка по НКТ (переливающий приток пластовой воды $Q_v = 35,0 \text{ м}^3/\text{сут.}$).
Парусовое месторождение		
1010	Ю _{6r} , 1	Вторичное вскрытие перфоратором Dupawell, среда: <i>глинистый раствор</i> $\rho = 1,81 \text{ г/см}^3$. Отработка (тех. вода). Промывка, (забойная пачка – сильногазированная тех. вода и ФБР). <i>Снижение уровня</i> , промывка (забойная пачка – сильно газированная тех. вода и ФБР). Отработка, промывка (газированная тех. вода и пленка конденсата). Отработка, 20 циклов МПД, (газированная тех. вода). Отработка (скважина работает в пульсирующем режиме газом с тех. водой с устьевыми параметрами $R_{тр} = 0,2 \text{ МПа}$, $R_{зт} = 0,05 \text{ МПа}$, $T_y = +5^\circ \text{ C}$). Объект практически «сухой».
	Ю _{4r} , 2	Вторичное вскрытие перфоратором Dupawell, среда: <i>глинистый раствор</i> $\rho = 1,81 \text{ г/см}^3$. Отработка (скважина работает в пульсирующем режиме $R_{тр} = 0-0,16 \text{ МПа}$, $R_{зт} = 21 \text{ кгс/см}^2$, приток пластовой воды $Q_v = 2,6 \text{ м}^3/\text{сут.}$).
1011	ПК ₁ , 1	Вторичное вскрытие перфоратором ЗПК-89 АТ-М-03, среда: <i>глинистый раствор</i> $\rho = 1,20 \text{ г/см}^3$. ГДИ 5 прямого хода и 2 обратного. Отработка (отмечено появление следов пластовой воды). ГИС методом «состав – приток», с последующей записью КВД (получен фонтан газа $Q_g = 114,7 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$).

Примечание: курсивом обозначены технологические операции, не соответствующие проектным решениям.

солевого раствора на конденсат при $P_{заб} = P_{пл}$;

- технологическая выстойка в течение 24 часов при $P_{заб} = P_{пл}$ и плавный запуск скважины.

Чтобы избежать неправильной оценки продуктивности пласта при отсутствии притока, увеличивают время стояния скважины при созданной депрессии или при равенстве забойного и пластового давлений. Поэтому технология освоения включает три технологические выстойки. Циклические воздействия на пласт с целью его возбуждения проводятся методом переменных давлений (МПД), являющимся наиболее доступным и технологически несложным способом воздействия на пласт. В качестве успешного примера применения технологии приведем испытание 2-го объекта на скважине П-253 Харвутинской площади и испытание 1-го, 2-го и 3-го объектов на скважине Р-789 Уренгойской площади.

При испытании 2-го объекта (пласт Ю₂² интервал 3874–3894 совместно с Ю₃ 3897–3906 м) на скважине П-253 эксплуатационная колонна перфорирована зарядами Dupawell (43 мм) в газоконденсатной среде. Проведена отработка скважины с целью очистки ПЗП, выполнены газогидродинамические исследования (ГДИ) на трех режимах при работе по затрубному пространству, газоконденсатные исследования (ГКИ) на штуцере диаметром 6 мм, диафрагме диаметром 11,65 мм. В результате испытания получен фонтан газоконденсатной смеси дебитом 121 тыс. н. м³/сут. на диафрагме диаметром 8,0 мм.

При испытании 1-го (пласт Ач₃₋₄ интервал 3727–3738 м), 2-го (пласт Ач₃₋₄ интервал 3680–3700 м) и 3-го (пласт Ач₂ интервал 3625–3635 м) объектов на скважине Р-789 Уренгойской площади эксплуатационная колонна перфорирована зарядами Dupawell (43 мм) в среде раствора NaCl плотностью 1170 кг/м³. Проведена очистка ПЗП в процессе отработки скважины и ГДИ. В результате испытания по объектам получены следующие фонтанирующие притоки газоконденсатной смеси:

- 1-й объект дебитом 39,43 тыс. н. м³/сут. на шайбе диаметром 4,3 мм;
- 2-й объект дебитом 38,94 тыс. н. м³/сут. на шайбе диаметром 5,0 мм;

- 3-й объект дебитом 49,03 тыс. н. м³/сут. на шайбе диаметром 5,0 мм.

Регламентированная технология испытания скважин включается в рабочие проекты на их строительство. Нами проведен сравнительный анализ проектных и фактических технологий процесса испытания поисково-разведочных скважин по филиалу «Уренгой бурение» за период январь – сентябрь 2010 г., который представлен в таблице. Испытания скважин проводились на Северо-Самбургском, Ямбургском, Харвутинском, Тазовско-Заполярном и Парусовом месторождениях. За анализируемый период испытан 21 объект в 8 скважинах, из них 76% (16 объектов) испытывались с нарушением технологии, принятой в проекте на строительство скважины. В таблице приведены технологические операции, не соответствующие проектным решениям: перфорация на репрессии; снижение уровня в скважине с созданием депрессии выше допустимой.

Опыт показывает, что эти технологические операции не приводят к установлению эффективной гидродинамической связи «пласт – скважина», а под действием репрессии при вторичном вскрытии и высокой депрессии при снижении уровня происходит необратимое ухудшение проницаемости ПЗП, которую часто не удается восстановить даже специальными методами интенсификации притока.

Например, на скважине П-253 Харвутинской площади при испытании 3-го объекта (пласт Ю₂¹) вторичное вскрытие проведено в среде глинистого раствора плотностью 1940 кг/м³. Вызов притока производился последовательным переводом на глинистый раствор 1510 кг/м³ и техническую воду. Освоение с очисткой ПЗП производилось методом обратных промывок с созданием противодействия на устье в интервале от 19 до 9 МПа со ступенчатым снижением противодействия через 3 МПа с последующей отработкой из-под накопления. Скважина работала газоконденсатной смесью в нестабильном режиме при низких устьевых температурах ($Q_{см} = 19,51$ тыс. н. м³/сут.). С целью интенсификации притока произведена дополнительная перфорация зарядами ПКМР-43 DN-M. В результате можно сделать вывод, что первичная перфорация в среде глини-

стого раствора и проведенные работы по интенсификации притока путем дополнительного вторичного вскрытия оказались неэффективны.

При испытании 4-го объекта (пласт Ач₅) эксплуатационная колонна перфорирована также в среде глинистого раствора плотностью 1580 кг/м³. Вызов притока производился переводом на техническую воду. Освоение с очисткой ПЗП производилось методом обратных промывок с созданием противодействия на устье в интервале от 20 до 0 МПа, со ступенчатым снижением противодействия через 5 МПа. Проведено 15 циклов МПД в диапазоне от 24 до 0 МПа. Скважина на перелив не вышла. Проведены работы по снижению уровня на глубину 700 м. За время стояния в течение 48 часов притока не наблюдалось. В результате можно сделать вывод, что вторичное вскрытие в среде глинистого раствора и проведенные работы по интенсификации притока снижением уровня оказались неэффективными.

На основании ранее проведенного анализа работ по испытанию скважин на отложения с АВПД [2] и в связи с тем, что после крепления продуктивного пласта эксплуатационной колонной испытатели сталкиваются с большими проблемами по освоению скважины, была показана необходимость проведения испытания каждого объекта сразу после первичного вскрытия пласта. При испытании скважины в открытом стволе используется уникальная возможность исследовать относительно незагрязненный пласт и выявить его фильтрационные характеристики. При этом если пласт окажется «сухим», остается возможность ликвидировать скважину (или ее часть) как выполнившую геологическую задачу. В этом случае значительная экономия материальных и временных затрат на строительство поисково-разведочной скважины очевидна. Эта технология согласно РД 51-00158758-205-99 «Регламент по испытанию скважин с помощью испытателей пластов на трубах» включается в проекты на строительство поисково-разведочных скважин, но до 2006 г. такие испытания, как правило, не проводились. В настоящее время в практике геолого-разведочного бурения филиала «Уренгой бурение» появились единичные случаи примене-

ния пластоиспытателей, на основании которых мы оценили эффективность проведения этих работ за 9 месяцев 2010 г.

Поисково-оценочная скважина № 94 Тазовско-Заполярной площади, строительство которой осуществлялось по индивидуальному техническому проекту № 185/07-201-РБ «ТюменНИИгипрогаз», ликвидирована как выполнившая свое назначение. В скважине в процессе бурения пластоиспытателем на трубах испытано два объекта:

- пласт АчБТ₁₀⁶ в интервале 3886–3900 м испытывался комплексом испытательных инструментов диаметром 146 мм (КИИ-146). В результате испытания при средней депрессии 7 МПа за 60 минут открытого периода получено 0,029 м³ фильтрата бурового раствора удельным весом 1620 кг/м³. Расчетное пластовое давление составило 61,2 МПа, пластовая температура – 105,7 °С. Испытание проводилось в течение 5 суток. Выявлено, что интервал является объектом с низкими эксплуатационными характеристиками;

- пласт БТ₁₀³(БТ₁₃) в интервале 3640–3700 м испытывался комплексом испытательных инструментов диаметром 146 мм (КИИ-146). В результате испытания при средней депрессии 7 МПа за 60 минут открытого периода получено 0,024 м³ фильтрата бурового раствора удельным весом 1620 кг/м³. Расчетное пластовое давление составило 551,5 МПа, пластовая температура – 103,1 °С. Испытание проводилось в течение 3 суток. Выявлено, что интервал является объектом с низкими эксплуатационными характеристиками.

Экономической эффективностью проведенных работ является уменьшение стоимости строительства скважины на 49 млн руб. за счет сокращения времени испытания скважины на 101,7 сут. по сравнению с проектной продолжительностью испытания этих же объектов в обсадной колонне.

В поисково-оценочных и разведочных скважинах № 1011 Парусового, № 161 Северо-Парусового и № 310 Западно-Песцового месторождений также проводились работы по испытанию пластоиспытателем на трубах объектов Ач и БУ в открытом стволе, всего испытано в открытом стволе 4-го объекта. По результатам испытаний в этих скважинах

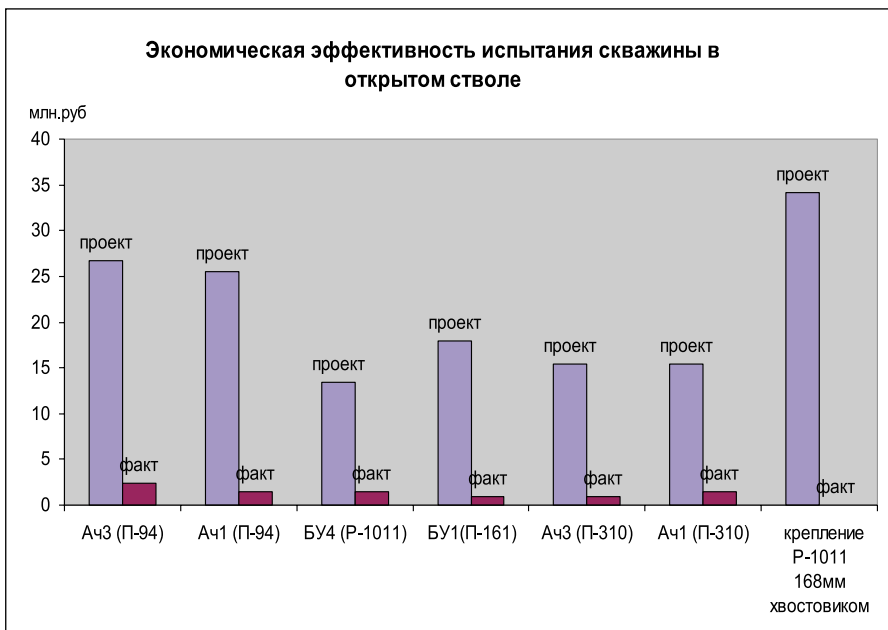


Рис. 1.

испытанные объекты ликвидированы, а в скважине № 1011 отменен спуск 168-миллиметрового хвостовика в интервал 1200–2950 м. Экономическая эффективность проведенных работ составила 91 млн руб.

Таким образом, общая эффективность от применения пластоиспытателя на трубах на 4 скважинах и 6 объектах составила 140 млн руб. На рисунке 1 наглядно показана эффективность применения пластоиспытателя.

Наряду с оптимизацией процесса испытания поисково-разведочных скважин, позволяющей улучшить качество и сократить затраты на производство геолого-разведочных работ, авторами разработан новый способ испытания скважин с применением колтюбинговой установки, суть которого показана ниже.

В результате анализа технологий освоения эксплуатационных скважин с помощью колтюбинговой установки была установлена возможность применения безмуфтовой длинномерной трубы (БДТ) для проведения всего комплекса работ по испытанию поисково-разведочных скважин. Применение колтюбинговых установок дает возможность проводить испытания скважин без использования насосно-компрессорных труб, что, в свою очередь, позволяет уменьшить диаметр эксплуатационной колонны разведочной скважины [3].

Реализация этой технологии осуществляется следующим образом. При испы-

тании разведочной скважины перфорируют обсадную колонну, устанавливают фонтанную арматуру, спускают БДТ до верхних отверстий интервала перфорации, заменяют технологический раствор водой и воду – нефтью. При необходимости снижают уровень скважинной жидкости, поднимают БДТ, вызывают приток, обрабатывают скважину на факел до стабилизации устьевых параметров, спускают приборы для замера пластового давления и температуры, записывают кривую восстановления давления (КВД), отбирают глубинные и устьевые пробы пластового флюида. После этого вновь спускают БДТ, глушат скважину технической водой с последующей заменой воды на технологический раствор, устанавливают цементный мост и переходят на вышележащий объект, который исследуют аналогичным способом. После испытания всех запланированных объектов скважину ликвидируют как выполнившую свое назначение либо оставляют для использования по другому назначению.

Приведем пример возможной реализации предлагаемой технологии на конкретном месторождении.

В разведочной скважине на Северо-Пуровской площади глубиной 2800 м, обсаженной 114-миллиметровой эксплуатационной колонной и заполненной технологическим раствором (водным раствором хлорида натрия плотностью 1050 кг/м³), определены к испытанию 3 объекта:

- первый объект БУ1 нефтяной, интервал 2685–2695 м, пластовое давление 26,3 МПа;
- второй объект ТП14 нефтяной, интервал 2235–2250 м, пластовое давление 21,9 МПа;
- третий объект ТП5 газовый, интервал 1865–1880 м, пластовое давление 18,3 МПа.

После подготовки скважины к испытанию проводят перфорацию первого объекта кумулятивным перфоратором диаметром 73 мм на кабеле, на устье скважины монтируют фонтанную арматуру и в скважину с помощью колтюбинговой установки М20 спускают БДТ диаметром 44,5 мм до верхних отверстий интервала перфорации.

С целью создания депрессии на пласт заменяют технологический раствор в скважине на техническую воду, затем – на дегазированную нефть плотностью 850 кг/м³ из скважины извлекают БДТ и осуществляют плавный вызов притока из испытуемого объекта (пласта). После получения устойчивого притока скважину обрабатывают через факельный отвод на штуцерах при депрессии до 30% от пластового давления. После стабилизации устьевых параметров (давления и температуры) проводят ГДИ объекта на трех режимах с записью КВД и отбирают устьевые пробы нефти.

Далее в скважину до интервала перфорации спускают БДТ и осуществляют глушение скважины технической водой с последующей заменой на раствор хлорида натрия плотностью 1050 кг/м³. Для изоляции первого объекта устанавливают цементный мост.

После изоляции исследованного объекта переходят к испытанию второго объекта. Аналогичным образом перфорируют эксплуатационную колонну кумулятивным перфоратором диаметром 73 мм, спускаемым на кабеле или присоединенным к БДТ. После перфорации

в скважину спускают БДТ диаметром 44,5 мм до верхних отверстий интервала перфорации. С целью создания депрессии на пласт заменяют технологический раствор в скважине на техническую воду, а воду – на дегазированную нефть плотностью 850 кг/м³ и поднимают БДТ. Осуществляют плавный вызов притока через факельный отвод, при этом наблюдают незначительный перелив нефти в течение 1 часа и прекращение притока. Снижают уровень в скважине на 400 м. Для этого спускают БДТ на глубину 400 м и продувают скважину с помощью передвижной азотной компрессорной станции ПКСА-9/200. После увеличения притока уменьшают производительность закачивания жидкого азота и контролируют приток. Затем прекращают подачу в скважину газообразного азота, поднимают БДТ и обрабатывают скважину. После выхода на устойчивое фонтанирование и стабилизации устьевых параметров проводят ГДИ второго объекта аналогично первому объекту с последующим глушением скважины и установкой цементного моста над исследованным объектом.

Далее производят работы по переходу к испытанию третьего объекта, его перфорацию и вызов притока осуществляют аналогично работам на первом и втором объектах. При обработке объекта наблюдают интенсивное гидратообразование и снижение дебита скважины. Принимают решение о закачке в скважину ингибитора гидратообразования. Для этого спускают БДТ на глубину 500 м и закачивают метанол, при этом наблюдают стабилизацию параметров работы скважины. Проводят ГДИ третьего объекта на семи режимах, при этом периодически подают метанол в скважину через БДТ, отбирают пробы газа и осуществляют запись КВД.

После испытания запланированных объектов в соответствии с действующими нормативными документами скважину ликвидируют как выполнившую свое геологическое назначение.

Предлагаемая технология испытания разведочных скважин позволяет сократить продолжительность испытания объектов, на порядок снизить материальные и временные затраты на строительство и испытание разведочных скважин. Кроме этого, она позволит уменьшить диаметр разведочных скважин, что дополнительно сократит время проведения поисково-разведочных работ на месторождении.

Данная инновационная технология не является окончательным технологическим решением, носит скорее дискуссионный характер и требует дальнейшей проработки с точки зрения эффективности строительства поисково-разведочных скважин уменьшенного диаметра.

Авторы ждут отзывов от специалистов, занимающихся строительством поисково-разведочных скважин, и предложений для реализации технологии в промысловых условиях от сервисных ремонтных и буровых предприятий.

ПОДВОДЯ ИТОГ, МОЖНО СДЕЛАТЬ СЛЕДУЮЩИЕ ВЫВОДЫ:

1. Разработанная технология испытания поисково-разведочных скважин (в том числе в открытом стволе), приведенная в проектной документации, должна строго соблюдаться, иначе снижается эффективность поисково-разведочного бурения.

2. Необходимо продолжить разработку технико-технологических решений в области испытания поисково-разведочных скважин без использования колонны насосно-компрессорных труб на основе применения колтюбинговых установок.

Литература:

1. Семенов Ю.В., Войтенко В.С., Обморышев К.М. и др. Испытание нефтегазоразведочных скважин в колонне. – М.: Недра, 1983. – 285 с.
2. Сухачев Ю.В., Тодорив А.Д., Баймурзина Т.Н. Технологические решения при испытании поисково-разведочных скважин в условиях АВПД // Газовая промышленность. – 2003. – № 9. – С. 84–87.
3. Способ испытания разведочной скважины / Сухачев Ю.В., Сохошко С.К., Кукарский Д.В., Коваль М.С.: пат. 2383732 Рос. Федерация. № 2008139331; заявл. 02.10.08; опубл. 10.03.10.

Ключевые слова: испытание поисково-разведочных скважин, пластоиспытатель, колтюбинговая установка.

ЭкстраСЕМЕНТ

Единственный в России широкий монолитный сегмент, предназначенный для тепловой изоляции наружной поверхности трубопроводов диаметром от 57 до 1420мм при подземной и наружной прокладке, в том числе в районах с вечномерзлыми грунтами. Рабочая температура от - 63 С до + 75 С . Долговечность более 50 лет.

другой сегмент



В 2 раза:

- ✓ сокращаются сроки монтажа
- ✓ снижаются трудозатраты
- ✓ улучшается теплоизоляционный эффект
- ✓ увеличивается срок службы