

Рис. 3 Типовые кривые Cingo-Ley

Процедура анализа данных КВД в скважине с трещиной ГРП подобна процедуре анализа данных КВД. Различия: диагностический график изменения давления для КВД, $\Delta P_{КВД} = P_{ws}(\Delta t) - P_{ws}(\Delta t = 0)$, и производной давления, P' , строится в зависимости от эквивалентного времени Агарвала, Δt_e .

Литература

1. Меликберов А.С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта. Москва: – Недра, 1967 – 139 с
2. Курс лекций по программе повышения квалификации
3. Гидродинамические исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин /Центр профессиональной переподготовки специалистов неуглеводородного дела, 2003
4. Анализ Динамических Потоков – выпуск 4.10.01 – © КАППА 1988 – 2009
5. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин: справочник инженера по исследованию скважин.-М.:Инфра-Инженерия, 2010.– 432с

АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНОГО ФОНДА СКВАЖИН И МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН НА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЬЕТНАМА

Фан Чан Хай Лонг

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эксплуатация газлифтных скважин во Вьетнаме сопровождается рядом осложнений. В процессе добычи нефти происходит существенное изменение термодинамических параметров добываемой жидкости. Опыт разработки месторождений показывает, что, по мере роста обводненности более 20%, технико-экономические показатели газлифтного способа эксплуатации ухудшаются.

Около 60% газлифтных скважин характеризуются высокой обводненностью, низкими температурами, на устье; образованием асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) на стенках насосно-компрессорных трубах (НКТ) и высокими удельными расходами газа. Для анализа основных технологических параметров работы газлифта по состоянию рабочих режимов проведено ранжирование всех газлифтных скважин по дебитам, удельному расходу газа, по степени обводненности продукции, по соответствию точки ввода компримированного газа.

Таблица 1

Результаты анализа режимов работы газлифтных скважин

Категория газлифтных скважин	1	2	3
Число скважин	65	29	17
Средний показатель удельного расхода газа по жидкости, м ³ /сут	661	281	76
Средний суточный дебит нефти, т/сут	6	36	63

Для выявления факторов, влияющих на работу газлифтных скважин месторождения Дракон, проведен анализ режимов газлифтных скважин путем группировки скважин в зависимости от дебита по жидкости, обводненности. С целью ранжирования по удельному расходу газа действующие газлифтные скважины условно разделены на три группы по дебитам: первая группа – скважины с дебитами по жидкости до 30 т/сут; вторая группа – скважины с дебитами по жидкости от 30 т/сут до 100 т/сут; к третьей группе отнесены скважины с дебитами по жидкости более 100 т/сут (табл.1) [1].

Нефти месторождения Дракон при росте обводненности образуют высоковязкую водонефтяную эмульсию. Замеры вязкости эмульсий нефтей проводились автором при обводненности с 0 до 80% с помощью вискозиметра RV 20. Результаты исследования вязкости нефтей месторождения Дракон представлены в таблице 2. Из результатов исследований ясно, что при росте обводненности от 20 до 65% вязкость скважинной продукции резко возрастает (в 10-20 раз), больше, чем вязкость нефти, особенно при температурах ниже 50°C.

Увеличение обводненности скважинной продукции приводит к увеличению относительной скорости газа ($v_{от}$) в газожидкостном потоке, из чего следует, что при этом увеличивается плотность водонефтегазовой смеси. Анализ позволяет утверждать, что с ростом содержания воды в газожидкостном потоке увеличивается $v_{от}$, причем интенсивность ее повышения возрастает, начиная с обводненности, равной 20%.

С ростом обводненности с 15 до 40% удельный расход газа увеличивается в 2,2 раза и коэффициент полезного действия (КПД) газлифтных скважин снижается в 3 раза. В условиях месторождений СП «Вьетсовпетро» повышение эффективности эксплуатации газлифтных скважин является актуальной задачей. В настоящее время существуют многие перспективные методы повышения эффективности работы и КПД газлифтных скважин, которые применяются на месторождениях Вьетнама и за рубежом: контроль и оптимизация технических режимов работы газлифтных скважин; исследование газлифтных скважин с использованием эхолота; поинтервальные исследования; увеличение глубины ввода газа; дробление газовой или жидкой фазы диспергаторами; применение периодического газлифта; применение способов депарафинизации скважин. Эти способы относятся к конструктивному методу и предполагают изменения конструкции скважин, выполнить эти работы довольно сложно.

Таблица 2

Результаты исследований вязкости скважинной продукции в зависимости от обводненности и температуры

Температура, °C	Вязкость, мПа.с при обводненности, %									
	0	10	20	30	40	50	60	65	75	80
60	5,5	7	9	12	14	16	18	22	19	18
50	6	8	11	14	26	44	53	59	51	46
40	6,4	9	17	19	61	109	143	254	198	157
35	12	21	43	55	181	321	451	672	618	284
30	128	226	293	324	576	751	882	1115	1214	492
26	482	726	911	1121	1383	1561	1656	1783	1564	617

Таблица 3

Результаты промысловых испытаний комплексных химреагентов на газлифтных скважинах МСП-7

Номер скв.	Дебит жидкости, $Q_{ж}$, м ³ /сут		Дебит нефти, Q_n , м ³ /сут		Устьевая температура, °C		Температура застывания нефти, °C		Удельный расход газа R м ³ /м ³	
	до закачки	после закачки	до закачки	после закачки	до закачки	после закачки	до закачки	после закачки	до закачки	после закачки
701	46	65	32	43	33	35	36	32	281	210
703	89	115	77	103	35	39	36	31	168	127
707	31	58	21	40	35	37	36	31	717	366

Закачка химреагентов для регулирования работы газлифтных скважин в осложненных термодинамических условиях находит широкое применение на месторождениях СП «Вьетсовпетро». Проведено испытание комплексного химреагента на газлифтных скважинах месторождения Белый Тигр. Результаты закачки химреагентов представлены в таблице 3. По данным скважинам до и после испытания видно, что при закачке химреагентов дебит нефти увеличился на 15 – 25 м³/сут/скв., не изменяя расход закачиваемого газа. При этом устьевая температура увеличивается на 2 – 3°С и температура застывания нефти снижается на 5 – 6°С. Удельный расход рабочего газа уменьшается на 25 – 50% [2].

За время закачки химреагентов в газлифтные скважины адсорбции химреагентов на поверхности трубопроводов и образования отложений в затрубном пространстве не обнаружено. Процесс подготовки и транспорта нефти и газа при испытании химреагентов происходил в обычном режиме без осложнений.

Установлено, что в условиях месторождения Белый Тигр наиболее перспективным методом повышения эффективности работы газлифтных скважин является физико-химический (пенообразующий). При изучении подбора комплексных реагентов для улучшения работы газлифтных скважин необходимо исследование их

пенообразующей способности и влияния комплексных реагентов на реологические свойства нефтей и образование АСПО.

Для исследования влияния комплексных реагентов на реологические свойства нефти проводились исследования изменения динамического напряжения сдвига и вязкости нефти до и после добавления различных химреагентов со скоростью сдвига при движении нефти - 40 с^{-1} . Результаты показаны на рисунках 1 и 2.

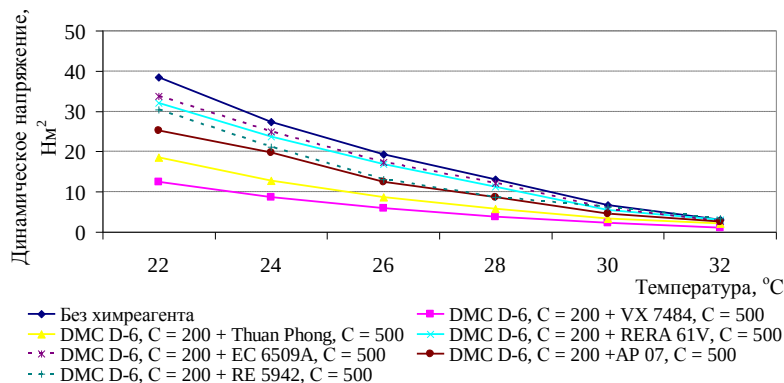


Рис. 1 Влияние комплексных химреагентов на реологические свойства нефти скважины 703

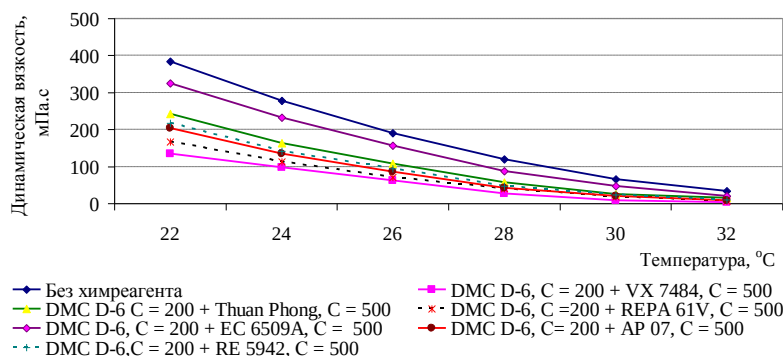


Рис. 2 Влияние комплексных химреагентов на реологические свойства нефти скважины 703

Из рисунков 1 и 2 видно, что по степени улучшения реологических свойств нефти комплекс DMC D-6 (200 мл/м^3) + VX-7484 (500 мл/м^3) оказался наиболее эффективным, он уменьшает динамическое напряжение сдвига нефти на 50-65% и динамическую вязкость нефти на 50-75%.

Для исследований способности комплексных химреагентов к ингибированию АСПО были взяты комплексные химреагенты VX 7484, EC 6509A, Thuan Phong, REPA 61V, AP 07 с концентрацией 500 мл/м^3 и проводились исследования на смеси нефтей 701, 703. Результаты испытаний показывают, что химреагент VX-7484 500 мл/м^3 в наибольшей степени уменьшает интенсивность образования отложений в НКТ. Эффективность снижения отложений АСПО составляет 52-58% [2]. Исследования показали, что комплексный химреагент DMC D-6 (200 мл/м^3) + VX 7484 (500 мл/м^3) наиболее эффективен для улучшения работы газлифтных скважин в условиях морских месторождений Вьетнама.

На основании лабораторных исследований предложена новая композиция химреагентов: DMC D 6 (200 г/м^3) + VX 7484 (500 г/м^3), она обладает самой лучшей пенообразующей способностью, уменьшает динамическое напряжение сдвига нефти на 50-65% и динамическую вязкость нефти на 50-75%, снижает скорость отложения АСПО на 55%, температуру застывания нефти на 6°C . Технология внедрена в газлифтных скважинах 75, 701, 703, 707 месторождения Белый Тигр. В результате применения композиции реагентов DMC D-6 + VX-7484 достигнуто увеличение дебита по жидкости на $20\text{-}30 \text{ м}^3/\text{сут}$, по нефти на $15\text{-}20 \text{ м}^3/\text{сут}$, устьевой температуры на $2\text{-}3^\circ\text{C}$ и удельного расхода рабочего газа на 25-50%.

Анализом режима работы газлифтных скважин, эксплуатируемых в условиях месторождений СП «Вьетсовпетро», установлено, что газлифт, безусловно, имеет целый ряд технических, технологических и экономических преимуществ перед другими механизированными способами добычи нефти. С ростом обводненности скважинной продукции происходит ухудшение показателей работы газлифта.

Отмечается, что в условиях месторождения Белый Тигр наиболее перспективным методом повышения эффективности работы газлифтных скважин является физико-химический (пенообразующий). При изучении подбора комплексных реагентов для улучшения работы газлифтных скважин необходимо исследование их пенообразующей способности и влияния комплексных реагентов на реологические свойства нефтей и образование АСПО.

Литературы

1. А.С. Кутовой, Нгуен Куок Зунг, Ву Куок Туен и др. Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации нефтедобычи/ СП «Вьетсовпетро», НИПИморнефтегаз. Вунгтау, 2011. – 259 с.
2. Нгуен Х.Н. Эффективность химических методов обработки газожидкостных смесей пенообразующим реагентом в газлифтных скважинах / Х.Н. Нгуен, М.М. Кабиров, В.Л. Тю // Нефтегазовое дело, Уфа: УГНТУ, 2008. – Т.6, №1. – С. 79 – 84.

АДАПТАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОКОМПОНЕНТНОЙ ЗАКАЧКИ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕГО СОСТАВА ДЛЯ СЕВЕРНОГО БЛОКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР», (ВЬЕТНАМ)

Чан Тхань Нам¹

Научные руководители доцент В.М. Галкин¹, ведущий программист ИХН СО РАН
И.В. Кувшинов²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Залежь нефти в фундаменте месторождения «Белый Тигр» является основным эксплуатационным объектом СП «Вьетсовпетро». Это уникальная по строению и запасам ~ 350 млн. тонн (категория В+С1) и ~120 млн. тонн (категория С2). Залежь нефти, площадью 25х5 км², продуктивной толщиной более 1,5 км в интервале абсолютных отметок минус 3050 – 4850 м, замкнутого типа [1].

В настоящее время залежь Северного блока фундамента месторождения «Белый Тигр» находится на стадии падающей добычи (рис. 1).

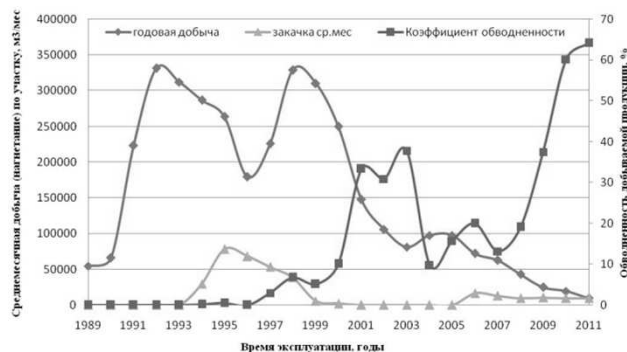


Рис.1 Основные показатели разработки Северного блока фундамента месторождения «Белый Тигр»

По рис. 1 видно, что добывающие скважины обводняются с задержкой относительно начала нагнетания воды на 1 – 3 года. Расчеты фронта заводнения показывают, что за это время вода проходит расстояние порядка 700м при скоростях фильтрации 0,6-1,5м/сут, то есть фронт воды от нагнетания достигает добывающих скважин. Нарастающий характер обводнения в последние годы разработки свидетельствует о формировании устойчивых каналов движения воды между нагнетательной и добывающими скважинами, что делает целесообразным применение потокоотклоняющих технологий, таких, как неорганическая гелеобразующая композиция ГАЛКА. Данная композиция разработана в институте химии нефти СО РАН и предназначена для обработки скважин с целью выравнивания профиля приемистости или водонепроницаемости для добывающих скважин, путем создания гелевого экрана под действием температуры пласта. Технология покомпонентной закачки заключается в последовательной закачке в скважину нескольких различных растворов, которые при смешении образуют гель под действием пластовой температуры. Смешивание растворов происходит в результате дисперсии жидкости и задержки ионов и молекул на матрице пласта в процессе фильтрации. Важно отметить, что изменением объемов растворов компонентов и воды можно регулировать расстояние от скважины до гелевого экрана [2].

Эксперименты по смешиванию последовательно закачиваемых оторочек растворов при фильтрации в пористой среде проводили на фильтрационной установке с постоянным перепадом давления. Целью экспериментов было определение коэффициентов дисперсии компонентов композиции ГАЛКА на приближенной физической модели пласта месторождения Белый Тигр. Схема экспериментальной установки, представляющей собой упрощенный жидкостный хроматограф, изображена на рис. 2. Установка представляет собой полипропиленовую колонку длиной 2м с внутренним диаметром 16мм, которую перед каждым опытом заполняли измельченным гранитом, средняя фракция 0,16-0,5мм и насыщали пресной водой. Пористость колонки была в пределах 0,34-0,38, постоянный расход ~ 2мл/мин, расчетная проницаемость по воде ~ 33 Дарси. Такая высокая проницаемость хорошо моделирует высокопроницаемую трещину в трещиноватом гранитном коллекторе месторождения Белый Тигр [3].

Для того чтобы рассчитать характеристики процесса гелеобразования, скорость которого существенно зависит от температуры, определялось радиальное распределение температуры в ПЗП нагнетательной скважины (рис. 3). Оптимальное расстояние для образования экрана, согласно расчетам, составляет 5 – 6м от ствола