

$$V_{\Phi 30} - q_0 = (V_{\Phi t1} - q_0) \cdot \frac{\sqrt{t_{30}}}{\sqrt{t1}}$$

Зависимость объёма фильтрата от давления

Согласно уравнению (6), V_{Φ} должно быть пропорционально $p^{0,5}$ если принять, что все прочие параметры неизменны. Это условие в действительности никогда не выполняется, так как образующаяся глинистая корка в какой-то мере сжимаема, поэтому проницаемость её непостоянна и уменьшается с повышением давления. Следовательно,

$$V_{\Phi} \approx p^x$$

где экспонента x для каждого раствора имеет разное значение, но всегда менее 0,5

Значение экспоненты x зависит главным образом от размера и формы частиц, образующих корку. Корка из бентонитовых частиц, имеет такую сжимаемость, что $x = 0$, а V_{Φ} постоянна по отношению к p . Причина такого поведения заключается в том, что бентонит почти полностью состоит из мельчайших пластинок монтмориллонита, которые при повышении давления обычно располагаются почти параллельно поверхности проницаемой породы [3].

Следующее уравнение, которое может быть использовано для прогнозирования объёма фильтрата в зависимости от давления фильтрации:

$$V_{\Phi 1} = V_{\Phi 2} \cdot \sqrt{\frac{\mu_1}{\mu_2}} \quad (9)$$

где μ_1 и μ_2 – вязкости при давлениях фильтрации в испытаниях с целью определения $V_{\Phi 1}$ и $V_{\Phi 2}$ соответственно.

Зависимость объёма фильтрата от температуры

Повышение температуры может привести к увеличению объёма фильтрата по нескольким причинам. С ростом температуры вязкость фильтрата снижается, в результате его объём увеличивается в соответствии с уравнением (9) [2].

Изменение в температуре могут повлиять также на объём фильтрата из-за нарушения электрохимического равновесия, которое определяет степень флокуляции и агрегации и, следовательно, проницаемости фильтрационной корки. В результате этого объём фильтрата обычно бывает больше, чем дают расчеты по уравнению (9). Поэтому каждый буровой раствор необходимо испытывать при интересующих температурах в высокотемпературном фильтр-прессе.

Литература

1. Требин Г. Ф. Фильтрация жидкостей и газов в пористых средах; Под ред. И. М. Муравьева. — Москва: Гостоптехиздат, 1959. — 157 с
2. Чубик П. С. Квалиметрия, оптимизация качества и экологизация промывочных жидкостей // Материалы региональной конференции геологов Сибири, / гл. ред. А. В. Комаров, 2000. – Т. 1. – С. 495-496.
3. Башлык С. М., Основы гидравлики и промывочные жидкости: Учебник / Г. Т. Загибайло, А. В. Коваленко. — Москва: Недра, 1993. — 241 с

СОСТОЯНИЕ И НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ ВЬЕТНАМА

Льонг Ван Фо

Научный руководитель доцент В.С. Купреков

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

Рост экономики Вьетнама значительно зависит от деятельности нефтяной промышленности. В частности, в 2010 году, в отрасли достигнут новый рекорд по объему выручки (478 тысч. билл.донг, эквивалентной 24% ВВП). [7]

Приоритетное сотрудничество с Советским Союзом в области бурения и добычи нефти и газа на Вьетнамском шельфе началось с создания совместного предприятия «Вьетсовпетро» в 1981 г.

На паритетных началах вьетнамской государственной нефтяной компанией «PetroVietnam» и ОАО «Зарубежнефть» была начата разработка месторождений "Белый тигр" и "Дракон", которые являются самыми крупными на шельфе Вьетнама. Месторождения находятся в 120-200 км юго- западнее города Вунгтау, глубина моря не превышает 100м. [6]

За 10 лет – с 2004 по 2013 год – было построено 198 скважин, а из недр Вьетнама на 2013г предприятие извлекло более 210 млн тонн нефти.

Особенности освоения месторождений рассмотрим на примере эксплуатации скважины №404 расположенной в 135 км от города Вунгтау.

Скважина 404 начата бурением 20.04.2009г. с целью эксплуатации залежей нефти в породах фундамента южной части антиклинальной структуры Дракон – Дой Мой диаметром под эксплуатационную колонну $D=244,5$ мм. Скважина пробурена до глубины 3780/4175м с горизонтальным отходом от устья на 1125 м по азимуту 19^0 . Кровля фундамента вскрыта на глубине 3370/3543м.

Ожидаемый дебит скважины 404 составлял 300 м³/сутки. Реально, с начала разработки, дебит достигал 270 м³/сутки и скважина 404, как ожидалось, была одной из высокодебитных и стабильных, способствуя добыче нефти и газа на месторождении Дракон- Дой Мой.[3]

После 4 лет работы, дебит уменьшился и достиг 15 м³/сутки (2014г) с обводненностью 61% (См.рис.1).

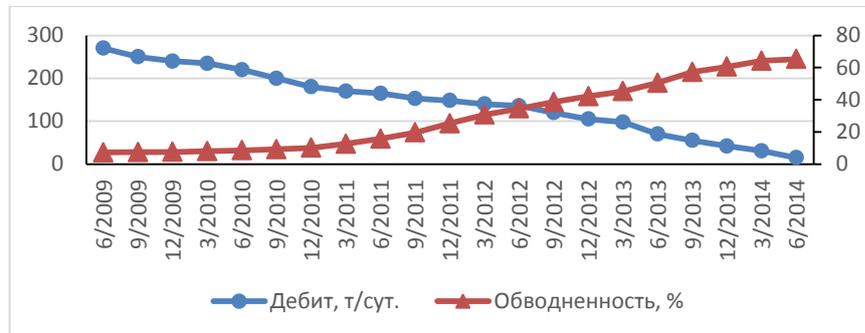


Рис. 1 График дебита и обводненности скважины 404 .

Скважины, в которых нельзя провести ремонтные работы силами бригад текущего ремонта и выполнение которых требует специального оборудования и инструмента, передаются в капитальный ремонт, чтобы повысить нефтеотдачу пластов. Ситуация характерная для большинства скважин [1].

По интерпретации сейсмических и геофизических документов, в июне 2014г СП «Вьетсовпетро» было принято решение о проектировании и строительстве добывающей скважины 404Б с целью восстановления работоспособности скважины №404. Анализ методов разрушения второго ствола [2] показал целесообразность выполнения работ с зарезного цементного моста из вырезанного участка колонны по всему сечению.

Таблица 1

Параметры СПБУ Там Дао 03

Год постройки	2012
Страна-изготовитель	PV Shipyard, Вьетнам
Общие размеры понтона ДхШхВ (м)	74,1х62,8х7,9
Длина опорных колонн (м)	145,4
Глубина воды при работе в акватории (м)	91,4
Глубина бурения (м)	6100
Вес на буровую вышку (т)	454
Объем бурового раствора (м ³)	558
Количество жилых мест (персон)	100
Общий вес (т)	12383

Последовательность операций по забуриванию второго ствола приведена на рис.2

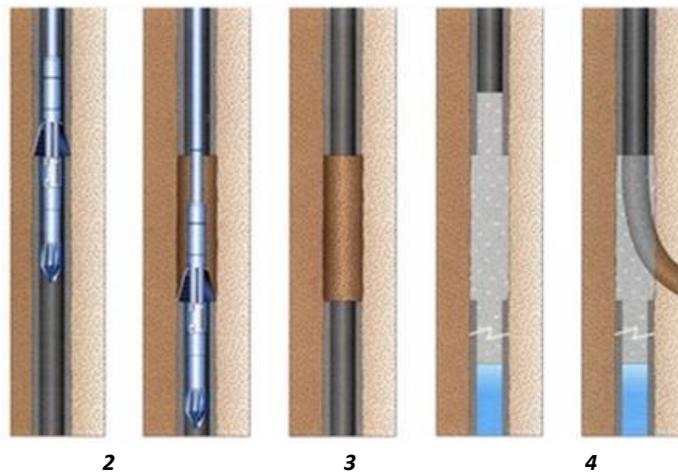


Рис. 2 Вырезание обсадной колонны и забуривание с зарезного цементного моста. 1-прорезание эксплуатационной колонны фрезером; 2- вырезание эксплуатационной колонны; 3- вырезанный участок эксплуатационной колонны; 4- установка цементного моста; 5- забуривание второго ствола.

Для разбурения второго ствола из скважины 404, СП «Вьетсовпетро» использует самоподъемную буровую установку (СПБУ) «Там Дао 03».

СПБУ «Там Дао 03» была впервые построена в самом Вьетнаме в 2012 году. Строительство СПБУ собственными силами означало вхождение Вьетнама в небольшую группу стран мира, которые способны производить СПБУ с выполнением всех необходимых международных требований. В настоящее время СП «Вьетсовпетро» располагает тремя самоподъемными установками. Параметры СПБУ Там Дао 03 приведены в таб.1[5]

Поскольку длина кондуктора достигает 1750м, точка разреза должна быть произведена на глубине несколько большей 1750м. С учетом физико-механических свойств горных пород, опыта работы бригады, а так же гарантий безопасности при СПО, применен метод забуривания с зарезного цементного моста.

Литература

1. Le Phuoc Nao, «Основание бурения и разработка нефтяной и газовой скважины». – Хошиминь, 2011. – 307с.
2. Оганов Г.С., « Инструкция по резке вторых стволов на месторождениях «Белый Тигр» и «Дракон» СП Вьетсовпетро». – Москва, 2008. – 44с.
3. Пересчет запасов нефти и растворенного газа участка Дракон- Дой Мой по состоянию на 01.01.2015 г. Отчет НИПИморнефтегаз. – Вунгтау, 2015. – 125с.
4. «Зарубежнефть» открыла нефть на вьетнамском Блоке 09-3 [Электронный ресурс]// Oilcapital. Информационный сайт. – 2008. Режим доступа: <http://www.oilcapital.ru>.
5. Ввода работы СПБУ ТамДао 03 [Электронный ресурс]//Baomoi. Информационный сайт, 2012. Режим доступа: <http://www.baomoi.com>.
6. Начало добычи нефти на месторождении Дракон - Морская черепаха [Электронный ресурс]//Oilru. Информационный сайт. – 2010. Режим доступа: <http://www.oilru.com>.
7. «СП Вьетсовпетро» [Электронный ресурс]//Wikipedia. Информационный сайт, 2015. Режим доступа: <http://ru.wikipedia.org>.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Д.Н. Мезенцев¹

Научный руководитель профессор Н.Г. Квеско²

¹ОАО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», г. Томск;

²Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В результате технологического ремонта скважин во многих случаях происходит значительное снижение проницаемости призабойной зоны после воздействия жидкостей глушения. Актуальность работы обусловлена необходимостью подбора жидкостей глушения с минимальной степенью негативного воздействием на призабойную зону пласта в пластовых условиях конкретных месторождений [2]. В работе представлены результаты изменения проницаемости образцов терригенного керна в результате воздействия жидкостей глушения.

Таблица 1

Характеристика объектов исследований и полученные результаты

Жидкость глушения	Месторождение	Пористость по газу, %	Проницаемость по газу, 10^{-3} мкм ²	$K_{пр}$ по нефти до воздействия, 10^{-3} мкм ²	$K_{пр}$ по нефти после воздействия, 10^{-3} мкм ²	$\beta_{ф}$ коэффициент восстановления, д.ед.
вода сеноманского горизонта	№ 1	18,6	38,7	13,6	10,3	0,76
	№ 2	18,4	40,6	18,9	4,2	0,22
	№ 3	17,2	17,1	2,7	0,3	0,13
	№ 4	29,9	183,0	41,5	16,3	0,39
вода сеноманского горизонта +РМД 5	№ 1	17,9	54,7	10,3	7,9	0,77
	№ 2	18,4	39,4	10,4	4,3	0,41
	№ 3	16,3	15,0	1,5	0,3	0,20
	№ 4	27,9	114,4	27,9	8,5	0,30
вода сеноманского горизонта +ГФ-1	№ 1	18,1	52,5	24,2	16,4	0,68
	№ 2	18,3	48,0	16,5	0,7	0,04
	№ 3	18,3	13,2	2,1	0,2	0,08
	№ 4	26,8	818,9	296,8	207,6	0,70
вода сеноманского горизонта + Нефтенол	№ 1	17,4	50,7	20,3	17,4	0,86
	№ 2	18,0	50,1	6,5	4,6	0,71
	№ 3	16,3	18,0	2,6	1,3	0,51
	№ 4	30,7	222,8	47,5	16,9	0,36