

$$V_{\Phi 30} - q_0 = (V_{\Phi t1} - q_0) \cdot \frac{\sqrt{t_{30}}}{\sqrt{t_1}}$$

Зависимость объёма фильтрата от давления

Согласно уравнению (6),  $V_{\Phi}$  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  $V_{\Phi}$  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  $\mu_1$  и  $\mu_2$  – 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 м<sup>3</sup>/сутки. Реально, с начала разработки, дебит достигал 270 м<sup>3</sup>/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 м<sup>3</sup>/сутки ( 2014г) с обводненностью 61% ( См.рис.1).

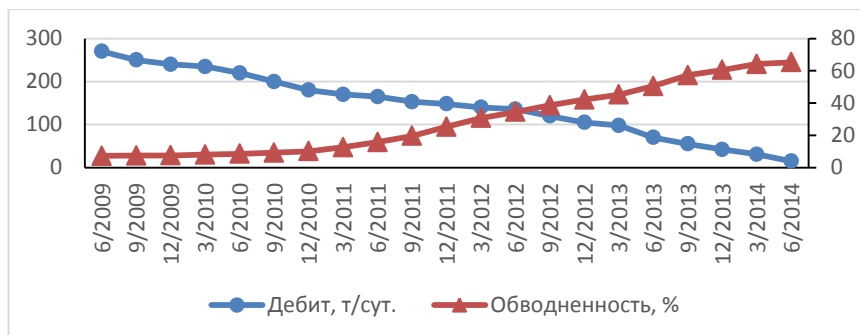


Рис. 1 График дебита и обводненности скважины 404 .

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 <sup>3</sup> )	558
Количество жилых мест (персон)	100
Общий вес (т)	12383

Последовательность операций по забуриванию второго ствола приведена на рис.2

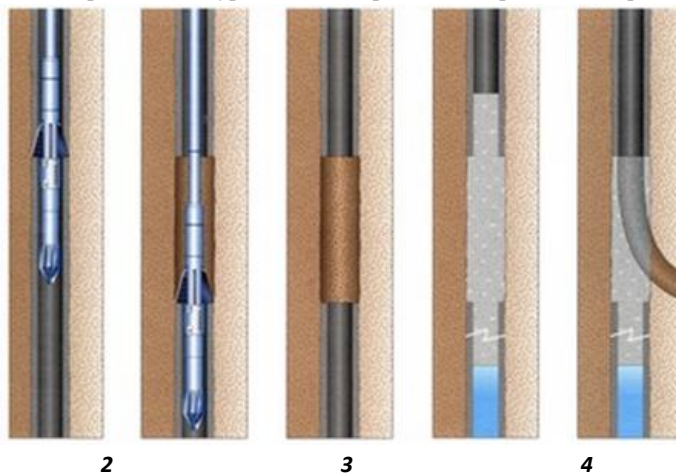


Рис. 2 Вырезание обсадной колонны и забуривание с зарезного цементного моста. 1-прорезание эксплуатационной колонны фрезером; 2- вырезание эксплуатационной колонны; 3- вырезанный участок эксплуатационной колонны; 4- установка цементного моста; 5- забуривание второго ствола.

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. Мезенцев<sup>1</sup>

Научный руководитель профессор Н.Г. Квеско<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup>Сибирский 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 <sup>2</sup>	$K_{пр}$ по нефти до воздействия, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	$K_{пр}$ по нефти после воздействия, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	$\beta_{ф}$ 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