Библиографический список

1. Леонтьев Д. С., Клещенко И. И. Методические аспекты диагностики причин обводнения нефтяных скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 2. – С. 61–67.
2. К вопросу установки водоизоляционных экранов в нефтяных скважинах при подтягивании конуса подошвенных вод / И. И. Клещенко [и др.] // Бурение и нефть. – 2015. – № 5. – С. 30–31.
3. Пат. 2 631 512. РФ, E21B33/13 (2006.01), E21B 43/32 (2006.01)E21B 43/11 (2006.01). Способ изоляции притока подошвенных вод в нефтяных скважинах / Силина Н. А., Леонтьев Д. С., Клещенко И. И., Ягафаров А. К., Долгушин В. А., Жапарова Д. В., Земляной А. А. и др. – № 2016130879; 26.07.2016; опубл. 25.09.2017, Бюл. № 27.

Сведения об авторах

Леонтьев Дмитрий Сергеевич, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989, e-mail: leonfob@mail.ru

Клещенко Иван Иванович, д. г.-м. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989, e-mail: leonfob@mail.ru

Бакин Дмитрий Александрович, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027

Information about the authors

Leontiev D. S., Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)200989, e-mail: leonfob@mail.ru

Kleshchenko I. I., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)200989, e-mail: leonfob@mail.ru

Bakin D. A., Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027

УДК 622.243

ВЛИЯНИЕ ЗЕНИТНОГО УГЛА ОСИ СКВАЖИНЫ НА ВОЗМОЖНЫЕ ПРОЯВЛЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ВОД

INFLUENCE OF INCLINATION ANGLE OF THE BOREHOLE AXIS ON THE POSSIBLE MANIFESTATIONS OF RESERVOIR WATER

В. П. Овчинников, Д. С. Герасимов, Ф. А. Агзамов, П. В. Овчинников, В. В. Салтыков, О. В. Рожкова

V. P. Ovchinnikov, D. S. Gerasimov, F. A. Agzamov, P. V. Ovchinnikov, V. V. Saltykov, O. V. Rozhkova

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва

Ключевые слова: перфорация; кумулятивный снаряд; скважина; горизонт

Key words: perforation; cumulative projectile; borehole; horizon

Вторичное вскрытие продуктивных пластов после спуска и цементирования обсадной эксплуатационной колонны, то есть в случаях если забой скважины в интервале нефтегазонасыщенного пласта, предназначенного в качестве объекта разработки, осуществляется методами перфорации крепи скважины (обсадная колонна + тампонажный камень) с последующим снижением давления в скважине для обеспечения притока пластового флюида, является наиболее ответственным и важным этапом заканчивания скважин [1–4]. Надежность в получении положительных результатов актуальна для наклонных скважин с высокими значениями зенитного угла (более 40^0); залежей, имеющих чередование нефтенасыщенного и водонасыщенного коллекторов, а также при отсутствии или малой толщине надкровельного или подошвенного экрана, представленного малопроницаемыми породами [5, 6]. Это связано с выбором интервала осуществления перфорационных работ, поскольку, как правило, формирующиеся в этом случае фильтрационные каналы перпендикулярно направлены к корпусу перфоратора, при этом напряжения в обсадной колонне и цементном камне в процессе кумулятивной перфорации значительно превышают предел прочности цементного камня и приводят к его трещинообразованию, а отсюда они могут распространяться и в интервал водонасыщенного коллектора или части залежи и в конечном итоге могут привести к

преждевременному обводнению [7, 8]. Обработка призабойной зоны пласта химическими методами стимулирует протекание фильтрационных процессов [9].

В этом случае значительное внимание следует уделять выбору интервала перфорации, который не должен граничить с расположением водонефтяного контакта (ВНК) [3–6]. На наш взгляд, он должен быть в пределах $0,5 \pm 1$ м ниже или выше ВНК в зависимости от его расположения.

Подтверждением изложенному могут служить результаты строительства скв. 68, 69 Емельяновского месторождения (Самарская область) [10]. Первая скважина имеет вертикальный профиль ствола, во второй скважине профиль ствола наклонный с зенитным углом порядка 45° (рис. 1 и 2). Сква. 68 успешно закончена строительством и используется для добычи пластового флюида. В скв. 69 установлено наличие поступления пластовых вод после цементирования и проведения перфорационных работ при ее освоении.

Рис. 1. Сведения о геологическом разрезе интервала залегания продуктивных пластов (скв. 69 Емельяновского месторождения)

В качестве предварительной версии было предположено, что причиной обводнения является седиментационная неустойчивость используемых при цементировании тампонажных растворов [1, 11]. При таком высоком зенитном угле ствола скважины возможно образование каналов по контактам цементный камень — поверхность обсадной колонны; цементный камень — поверхность горных пород [1, 3, 12]. Использовались тампонажные материалы следующих типов ПЦТ-I-50, ПЦТ-III-О65-50, РТМ-50. Поскольку ГОСТ 1581-96 рекомендует проводить оценку седиментационной устойчивости в вертикальных стеклянных сосудах [13, 14], то для данного случая методика проведения исследований была несколько видоизменена (рис. 3).

Рис. 2. Сведения о геологическом разрезе интервала залегания продуктивных пластов (скв. 68 Емельяновского месторождения)

Результаты экспериментальных исследований, представленные в таблице, свидетельствуют о том, что тампонажные растворы седиментационно устойчивы и не могут быть причиной образования названных фильтрационных каналов.

Подтверждением этому служат сведения, полученные при анализе результатов акустической цементометрии (АКЦ) [10]. На долю сцепления цементного камня с колонной в интервале продуктивного пласта (1 525,6–1 951,6 м), оцениваемого как сцепление сплошное, приходится $\approx 81\%$, остальное — частичное; сцепление с породой — сплошное 89–90 %, остальное — неопределенное. Таким образом, выдвинутая гипотеза была отвергнута. В дальнейшем анализу дополнительно были отвергнуты сведения о геологическом разрезе скважин (см. рис. 1, 2).

Рис. 3. Установка по оценке седиментационной устойчивости тампонажных растворов

Результаты исследований седиментационной устойчивости тампонажных растворов и прочностных свойств сформированного камня

Раствор	Показатель	Параметр
ПЦТ-I-50	Состав раствора, %	100
	Водотвердое отношение	0,50
	Водоотделение раствора при комнатной температуре в цилиндре на 250 мл под углом 45°, мл	10,2
	Водоотделение раствора при комнатной температуре в цилиндре на 250 мл под углом 45°, %	4,1
	Прочность цементного камня через 24 часа, МПа, при комнатной температуре на изгиб на сжатие	2,3 6,8
РТМ-50	Состав раствора, %	100
	Водотвердое отношение	0,45
	Водоотделение раствора при комнатной температуре в цилиндре на 250 мл под углом 45°, мл	1,1
	Водоотделение раствора при комнатной температуре в цилиндре на 250 мл под углом 45°, %	0,4
	Прочность цементного камня через 24 часа, МПа, при комнатной температуре на изгиб на сжатие	3,8 13,2
ПЦТ-III-О6-5-50	Состав раствора, %	100
	Водотвердое отношение	0,75
	Водоотделение раствора при комнатной температуре в цилиндре на 250 мл под углом 45°, мл	1,7
	Водоотделение раствора при комнатной температуре в цилиндре на 250 мл под углом 45°, %	0,7
	Прочность цементного камня через 24 часа, МПа, при комнатной температуре на изгиб на сжатие	— 0,9

Рис. 4. Схема процесса перфорации

Выявлено, что нефтенасыщенные интервалы тесно соприкасаются с водонасыщенными пластами. В скв. 69 частота чередования водонасыщенных и нефтенасыщенных интервалов выше. Изоляционного экрана над верхними и под нижними коллекторами, например, глинистой прослойки, не имеется. Интервал перфорации (1 353–1 545 м) задан таким образом, что верхние перфорационные отверстия располагаются в зоне ВНК — 1 535 м. Способ перфорации — кумулятивный в обоих рассматриваемых скважинах. Отличие скв. 68 — ее вертикальный профиль. Первый интервал перфорации 1 481,5–1 486,5 м (по-видимому, ВНК приходится на 1 486,5 м), второй — 1 498,2–1 503 м (ВНК — 1 498,2 м), остальное аналогично скв. 69.

Известно, что способ кумулятивной перфорации базируется на мгновенном превращении заряда в газообразные продукты, концентрирующиеся в мощный поток кумулятивной струи, направленной перпендикулярно к поверхности прибора (перфоратора) (рис. 4). Имея очень высокую скорость ($6\div 8$ км/с), при ударе о твердую поверхность струя оказывает давление для ее разрушения, и таким образом идет формирование каналов в обсадной колонне, цементном камне и горной породе длиной 140–220 мм в зависимости от мощности заряда (рис. 5) [1, 3], и отсюда становится очевидной возможность, причем с высокой долей вероятности, поступления в скважину воды из вышележащего горизонта.

Рис. 5. Схема направления фильтрационных каналов при вторичном вскрытии Турнейского яруса (скв. 69)

Аналогичные явления, по-видимому, характерны и для верхнего интервала перфорации (1 512,6–1 517,6 м), поскольку скважина была ликвидирована. Сведений о причине ее ликвидации не имеется, так как для ее осуществления согласно [4, 15, 16] все перетоки, зоны негерметичности должны быть устранены, и устье скважины должно быть оборудовано соответствующим образом. Подтверждением служат результаты сравнения со скв. 68, где перетоков не обнаружено и скважина находится в рабочем состоянии, а также результаты освоения скв. 69 методом свабирования: вода+нефть+газ — газированная нефть — пластовая вода [10].

Таким образом, поступление пластовой воды в скважину наиболее вероятно, связано с выбором интервала перфорации и ее проведением без учета зенитного угла ствола скважины. Изменение интервала осуществления перфорационных работ на 0,5÷1 м к подошве исключило бы процессы проникновения (перетока) законной воды в скважину.

Библиографический список

1. Заканчивание скважин: учеб. пособие / В. П. Овчинников [и др.]. — Тюмень: Экспресс, 2011. — 204 с.
2. Балаба В. И. Строительство скважин. Требования промышленной безопасности: учеб. пособие. — М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005. — 188 с.
3. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: в 5 т. / Под ред. В. П. Овчинникова. — Тюмень: ТИУ, 2017.
4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М., 2013. — 288 с. (данный нормативный документ действовал на момент инцидента).
5. Временная инструкция по выбору интервалов вскрытия и типоразмеров перфораторов в скважинах с близко-залегающими газо-нефтеводоносными горизонтами. — Ноябрьск, 1994.
6. Освоение скважин. Справ. пособие / А. И. Булатов [и др.]. — М.: Недра, 1999. — 467 с.
7. Моделирование динамических воздействий на крепь скважины на основе методов конечных элементов / Ф. А. Агзамов [и др.] // Нефтегазовое дело. — 2011. — Т. 10, № 4. — С. 18–24.
8. Оценка влияния динамических нагрузок на формирование требований к свойствам цементного камня / А. В. Самсыкин [и др.] // Нефтегазовое дело. — 2012. — Т. 9, № 1. — С. 8–13.
9. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений // Успехи химии. — 2007. — Т. 76, № 1. — С. 1034–1052.
10. Дела скважины № 68, № 69 (сведения: инклинометрии, АКЦ, СГД, ПС, результатах свабирования и др.).
11. Данышевский В. С., Толстых И. Ф., Мильштейн В. М. Справочное руководство по тампонажным материалам. — М.: Недра, 1973. — 312 с.
12. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. — М., 1999.
13. ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия. — Введ. 1998-10-01. — М., 1998. — 10 с.
14. ГОСТ 26798.2-96. Цементы тампонажные типов I-G и I-H. Методы испытаний. — Введ. 1998-10-01. — М., 1998. — 10 с.
15. РД 08-492-02. Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов. — М.: Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России, 2002.
16. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 07.03.2017) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234.

Сведения об авторах

Овчинников Василий Павлович, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89199418359

Герасимов Дмитрий Семенович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89199355013, e-mail: 8904@mail.ru

Агзамов Фарид Акрамович, д. т. н., профессор, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. 8(347)2420934, e-mail: Faritag@yandex.ru

Овчинников Павел Васильевич, главный специалист управления бурения и заканчивания скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, e-mail: OvchinnikovPV@mail.ru

Салтыков Владимир Валентинович, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89220454838, e-mail: Saltykovv@bk.ru

Розhkова Оксана Владимировна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89129263213, e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru

Information about the authors

Ovchinnikov V. P., Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 89199418359

Gerasimov D. S., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 89199355013, e-mail: 8904@mail.ru

Agzamov F. A., Doctor of Engineering Professor, Ufa State Petroleum Technological University, phone: 8(347)2420934, e-mail: Faritag@yandex.ru

Ovchinnikov P. V., Chief Specialist at the Department of Drilling and Pumping, LLC «LUKOIL-Engineering», Moscow, e-mail: OvchinnikovPV@mail.ru

Saltykov V. V., Doctor of Engineering, Professor at Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 89220454838, e-mail: Saltykovv@bk.ru

Rozhkova O. V., Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 89129263213, e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru