

SECTION 6. Metallurgy and energy.

THE PROBLEM OF COMPLICATIONS IN THE EXTRACTION OF OIL
IN THE KARAZHANBAS OILFIELD

Abstract: The article presents the problems and complications that are encountered in the production of high-wax oil Karazhanbas and the results of the works on prevention and elimination of these complications in the field.

Key words: Heavy oil, sand, water cut wells, Karazhanbas.

Language: Russian

Citation: Kabdushev AA, Betzhanova AZ (2015) THE PROBLEM OF COMPLICATIONS IN THE EXTRACTION OF OIL IN THE KARAZHANBAS OILFIELD. ISJ Theoretical & Applied Science 07 (27): 166-168.

Soi: <http://s-o-i.org/1.1/TAS-07-27-29> **Doi:**  <http://dx.doi.org/10.15863/TAS.2015.07.27.29>

ПРОБЛЕМА ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖАНБАС

Аннотация: В статье приведены проблемы и осложнения, которые встречаются при добыче высокопарафинистой нефти Каражанбас и результаты проведенных работ по профилактике и ликвидации этих осложнений на месторождении.

Ключевые слова: Высоковязкая нефть, пескопроявления, обводненность скважин, Каражанбас.

Крупные месторождения высоковязких нефтей находятся в Канаде, США, Венесуэле, а в Казахстане высоковязкими месторождениями считаются в основном месторождение Северные Бузачи, Каламкас, Каражанбас, Жетыбай и т.д.

Нефти залежи тяжелые ($\rho = 0,938-0,944$ кг/м³), высокосмолистые (до 24%), сернистые (до 2%). Выход светлых фракций около 30%, выкипающих при температуре до 300-350 С. Нефть содержит пятиокись ванадия 250-300г/т. Вязкость пластовой нефти – от 160 до 500 МПас. [1].

Связи с тем что месторождения Казахстана имеют сложность разработки наиболее значительные из них практически были лишены **первого и второго этапов** разработки.

Разработка месторождения осуществлялась с применением внутрипластового влажного горения (ВВГ) до 1996 года, а паротепловое воздействие (ПТВ) осуществляется по настоящее время [2,3].

Для поддержания пластового давления на месторождении ведется закачка холодной и горячей воды.

В настоящее время на месторождении

Каражанбас проводятся опытно-промышленные работы по внедрению двухосновных технологий повышения нефтеотдачи пластов термическими методами – внутрипластового влажного горения и паротеплового воздействия на пласт [4].

Оба метода в условиях месторождения Каражанбас применяются с хорошей технологической и экономической эффективностью.

Но параллельно и имеются проблемы с осадкой асфальто - смолистых веществ в добывающих скважинах.

Основными осложнениями при эксплуатации скважин на месторождении Каражанбас являются: обводнение и пескопроявления.

Снижение доли высокообводненных скважин в 1990-1992 гг. связано с выбытием этих скважин из действующего фонда.

Для борьбы с обводненностью продукции на месторождении Каражанбас применялись следующие методы: закачка ВУС; закачка ВУС по методике КазНИПИнефть; закачка гипана; закачка Асарской высокопарафинистой нефти; закачка нефтесернистой смеси; Закачка

Impact Factor:

ISRA (India) = 1.344
ISI (Dubai, UAE) = 0.829
GIF (Australia) = 0.356
JIF = 1.500

SIS (USA) = 0.912
РИИЦ (Russia) = 0.179
ESJI (KZ) = 1.042
SJIF (Morocco) = 2.031

ICV (Poland) = 6.630

этилсиликатной смолы; закачка полимерно-щелочного раствора; цементаж.

Закачка изоляционных составов проводилась по методикам и рекомендациям ВНИПИтермнефть [2,3].

В результате проведенного анализа можно сделать следующее обобщение:

1. Проведенные работы показали низкий и непродолжительный эффект.

2. Такие виды работ, как закачка полиакриламида с хромкалиевыми квасцами и закачка нефтесернистой смеси оказались безрезультатными.

3. Наибольшее распространение среди всех видов проведенных работ оказались наиболее успешными.

Невысокая эффективность работ по нашему мнению объясняется следующими причинами:

1. Низким качеством закачиваемой композиции: недостаточное количество реагентов для образования геля.

2. Большой объём продавочной жидкости, которое отрицательно сказывается на качестве ВУСа и снижает время его действия.

3. Отклонение от норм технологии закачки и отсутствие контроля за её соблюдением.

4. Низкий эффект от закачки гипана объясняется тем, что взаимодействие его с жидкостью, находящейся в пласте, происходит только на их контактах, зона образовавшейся смеси незначительна, поэтому в реакцию вступает только часть объёмов закачиваемых реагентов. Кроме того, при температуре более 70° резко снижаются вязкость водных растворов гипана и адсорбируемость, вследствие улучшения при высоких температурах растворяющей способности воды и начала разрушения водородных связей. Несмотря на то, что при этих температурах скорость структурирования растёт, образующийся при этом гель имеет низкие структурно-механические свойства. Это обстоятельство ограничивает применение гипана в высокотемпературных скважинах.

Влияние песчаных пробок на производительность скважин очень велико, так, например, если даже проницаемость песчаной пробки будет на порядок выше проницаемости пласта, следует ожидать снижение дебита скважины в 5-10 раз, по отношению к дебиту не засоренной скважины [3,5,6].

Особую актуальность проблема пескопроявлений приобрела с развитием термических методов добычи высоковязких нефтей. Это связано с тем, что тепловое воздействие на залежь снижает вязкость нефти, и повышает ее текучесть. Однако, в этом случае рыхлые коллекторы теряют цементирующее связующее – вязкую нефть.

Кроме того, одной из основных причин выноса песка и разрушения породы пласта является то, что минимальные депрессии на пласт при вводе скважин в эксплуатацию составляет в абсолютном выражении 1,0-1,5 Мпа, хотя допустимые с точки зрения предотвращения выноса песка находятся в пределах 0,2-0,4 Мпа. Это, как уже отмечалось, является основной причиной быстрого разрушения материала пород и интенсивного выноса песка, содержание которого в продукции скважин может достигать 3-10% [7,8,9].

Борьба с выносом песка на месторождении велась в двух направлениях [10]:

- установкой забойных вставных противопесочных фильтров;
- крепление призабойной зоны химическим способом.

Продукция скважин и рабочая среда месторождения Каражанбас, содержат коррозионно-агрессивные компоненты:

Углекислый газ, сера, ионы хлора, сульфат – ионы, механические примеси и др. Высокая коррозионная активность соответствует пороговым значениям хлор иона свыше 50 мг/л в интервале значений рН 4,5-8,5. По содержанию хлоридов, серы и механических примесей нефть является потенциально агрессивной. В начальный период эксплуатации месторождения из-за незначительной обводненности продукции коррозионные процессы не проявляются. В процессе дальнейшей эксплуатации месторождения с увеличением обводненности продукции увеличивается коррозионная активность добываемой жидкости.

Для получения определенных выводов определенных выводов по эффективности технологии выработки запасов нефти следует продолжить их испытание с усилением контроля за достоверностью получаемой информации. Все нагнетательные скважины после периода закачки пара опробовать на приток нефти, что позволит получить как дополнительную нефть, так и увеличить охват процессом вытеснения за счет интенсивного дренирования пластов; необходимо осуществить регулирование объемов закачки вытесняющего агента в соответствии с эффективной нефтенасыщенной мощностью эксплуатируемого объекта в той или иной нагнетательной скважине (прямая пропорциональность объемов закачки и эффективной нефтенасыщенной мощности. Необходимо расширить область воздействия на пласты повышенным давлением закачки горячей воды, с целью обеспечения пластового давления и фонтанирования обводненных эксплуатационных скважин. Продолжить применение различных загустителей вытесняющего агента для выравнивания и

Impact Factor:

| | | |
|--------------------------|------------------------|----------------------|
| ISRA (India) = 1.344 | SIS (USA) = 0.912 | ICV (Poland) = 6.630 |
| ISI (Dubai, UAE) = 0.829 | ПИИЦ (Russia) = 0.179 | |
| GIF (Australia) = 0.356 | ESJI (KZ) = 1.042 | |
| JIF = 1.500 | SJIF (Morocco) = 2.031 | |

регулирования фронта вытеснения.

References:

1. Minnibaeva SB, Radaykina ZV (2000) Dopolnenie k tekhnologicheskoy skheme razrabotki mestorozhdeniya Karazhanbas s primeneniem termicheskikh metodov. Otchet po dogovoru 34/99. – Aktau: Fond «NIPImunaygaz», 2000.
2. Khanin AA (1969) Oil and gas reservoir rocks and their study. – Moscow: Nedra, pp. 366.
3. Budnikov VF, Solov'eva VN (1993) Kompleksnyy analiz razrabotki mestorozhdeniya Karazhanbas. Otchet po dogovoru R-14.92-93 gg. – Aktau: Fond «Karazhanbasmunaygaz».
4. Minnibaeva SB, Chebotarev SY (2000) Analiz razrabotki mestorozhdeniya Karazhanbas. Otchet po dogovoru 34/99. – Aktau: Fond «NIPImunaygaz».
5. Aschenbrenner VS, Chilingar GV, Teodorovich GI (1960) Method for determining permeability from pore-space characteristics of carbonate rocks. Bull. Am. Assoc. of Petroleum Geologists, vol. 44, pp. 1421-1444.
6. Barenblatt GI, Zheltov YP (2015) Fundamental equation of filtration of homogeneous liquids in fissured rocks. Academy of Sciences, USSR, pp. 522-526.
7. Lysenko VD (1987) Proektirovanie razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy. - Moscow, 1987.
8. (1998) Proekt opytno-promyshlennoy ekspluatatsii vostochnogo uchastka mestorozhdeniya Karazhanbas. – Aktau: Fond «NIPImunaygaz», 1998.
9. T.D. VAN GOLF-RACHT (1982) Fundamentals of fractured reservoir engineering. Elsevier scientific publishing company. Amsterdam - Oxford - New York, 1982.
10. Stearns DW, Friedman M (1972) Reservoirs in fractured rock in stratigraphic oil and gas fields classification, exploration methods and case histories. Am. Assoc. Petroleum Geologists. Mem. 16, pp. 82—106.