

СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Помимо построения зависимостей также был оценен КИН, как до, так и после закачки композиций, результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2.

Данные по КИНу			
Композиция 1 (8% карбамида, 4% хлорида алюминия)		Композиция 2 (8% уротропина, 4% хлорида алюминия)	
КИН	%	КИН	%
Без композиции	24,5	Без композиции	14,0
С композицией	40,0	С композицией	38,0
Добавочный	15,5	Добавочный	24,0

Как видно из результатов эксперимента, суммарный КИН для каждого случая составил 0,4 и 0,38 соответственно, 0,155 и 0,24 из которых являются добавочными, полученными благодаря применению композиций. Такие результаты позволяют сделать вывод что ввиду серьезного увеличения КИНа, а также доступности и невысокой стоимости компонентов растворов их применение является обоснованным как с технологической, так и с экономической точки зрения.

Литература

1. Шубин А., Шустер М. Химия и нефть. Щелочь-ПАВ-полимерное заводнение – эффективный метод увеличения нефтеотдачи // Приложение к журналу «Сибирская нефть». – 2014. – № 2/109. – С. 17 – 25.
2. Миловидов К.Н., Колчанова Т.И. Мировая практика применения методов повышения нефтеотдачи // НТЖ «Нефтегазопромысловое дело». – 2002. – № 8. – С. 46 – 48.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. – Новосибирск: Изд-во «Наука», 1995. – 198 с.
4. Федорова А.Ф., Шиц Е.Ю., Портнягин А.С. Исследование возможности применения растворов полимеров в качестве агентов вытеснения нефти на месторождениях с аномально низкими пластовыми температурами // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2008. – № 1. – С. 12 – 22.
5. Tabary R., Bazin B. Advances in Chemical Flooding // Improved Oil recovery (IOR) Techniques and Their Role in Boosting the Recovery Factor: IFP-OAPEC Joint Seminar. – France, 2007.
6. Levitt D.B., Pope G.A. Selection and screening of polymers for enhanced-oil recovery // SPE Symposium on Improved Oil Recovery. – Tulsa, USA, 2008. – P. 1125-1143.
7. Thomas A. Polymer Flooding, Chemical Enhanced Oil Recovery (сEOR) – a Practical Overview / Ed. by Dr. Laura Romero-Zerón. 2016. DOI: 10.5772/64623.
8. Manrique E.J., Muci V.E., Gurfinkel M.E. EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States // SPE Reserv. Eval. Eng. – 2007. – V.10, № 6. – P. 667 – 686.
9. Кувшинов В.А., Алтунина Л.К., Стасьева Л.А. Кинетика гелеобразования в системе соль алюминия – карбамид – вода. В сб.: Физико-химические свойства растворов и дисперсий. Новосибирск. Наука. 1992. С.18 – 24.
10. Кувшинов В.А., Манжай В.Н., Алтунина Л.К. Реологическое исследование системы соль алюминия – карбамид – вода. В сб.: Физико-химические свойства растворов и дисперсий. Новосибирск. Наука. 1992. С.24 – 30.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Федюшкин К.Г., Карапузов И.А., Курилович Р.О.

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При разработке многопластовых месторождений Восточной Сибири возникает ряд ограничений на применение традиционных технологий интенсификации добычи нефти в виду геологического строения залежи, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и реологических свойств флюида. Так рассматривая Тагульское месторождение можно сделать вывод что около 50% запасов нефти и газа сосредоточены в пластах, осложненных низкими пластовыми температурами и где залегают наиболее вязкая нефть, что при эксплуатации ведет к прорыву газа и воды.

Данные факты не могут остаться незамеченными как в экономическом плане, так и технологическом. Технологические решения при разработке должны включать себя как можно больший охват. Одним из решений по переходу на вышележащий пласт (ПВЛГ) является технология радиального вскрытия пласта (РВИ). Данная технология позволяет делать в пласте глубокую перфорацию, то есть бурить в пласте направленные радиальные каналы. Применение технологии направлено на интенсификацию добычи нефти добывающих и приемистость нагнетательных скважин путем увеличения радиуса дренирования, площади фильтрации и притока к скважине, приобщения удаленных зон пласта, отделенных низкопроницаемыми барьерами, преодоление загрязнения призабойной зоны и восстановление продуктивности скважины.

Следует заметить, что в настоящее время часть разрабатываемых месторождений Восточной Сибири имеет многопластовое строение. И такие технологии как радиальное вскрытие пласта позволит обеспечить максимальный коэффициент извлечения нефти, минимизировав нахождение скважины в бездействии или консервации, а также увеличить рентабельность бурения каждой скважины.

Целью данной работы является сравнительный анализ результатов рассчитанных работ по ГТМ на скважине. Таких как ПВЛГ с помощью перфорации, перфорации и проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) и такой же вид ГТМ с помощью радиального бурения.

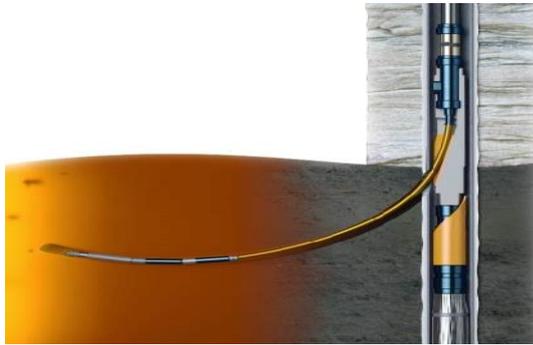


Рис. 1 Схематическое изображение радиального канала

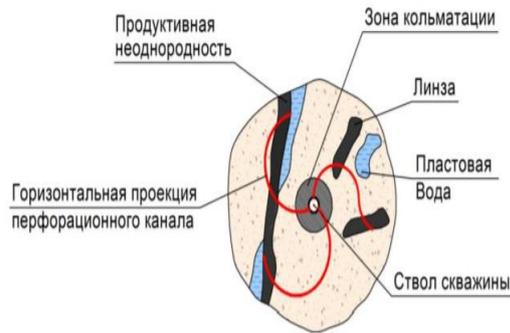


Рис. 2 Направление радиальных каналов в пласте

Проведем расчёт различных ГТМ на скважине на которой планируется ПВЛГ на один и тот же пласт вышележащий пласт. Скважина-кандидат находится в бездействии по причине высокой обводненности продукции, как кандидат под ГТМ на текущий пласт не рассматривается в виду отсутствия перспектив получения промышленных дебитов. Нефтенасыщенная толщина в месте проведения перфорации 10 м, средняя проницаемость 126-315 мД, вязкость нефти 216 сПз. Дебиты при опробовании пластов данной группы 8 – 9 тн/сут.

Дополнительная перфорация.

Оценка дебитов по жидкости и по нефти после проведения ПВЛГ с помощью перфорации с помощью уравнения Дарси для псевдоустановившегося режима притока (Pseudo Steady State/ Darcy Equation)

$$p_{wf} = p_i - 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[\frac{0.000527 \cdot k\Delta t}{\phi\mu c_t r_e^2} + \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s^* \right]$$

После проведения перфорации вышележащего пласта запускной дебит рассчитался на уровне 1,5 – 2 м³/сут, что фактически является не промышленным притоком, не возможным к эксплуатации насосом. Также учитывая высокую вязкость нефти следует отметить высокий тренд к обводнению скважины в течение первых месяцев эксплуатации.

Дополнительная перфорация + ГРП

Оценка дебитов по жидкости и по нефти после проведения ПВЛГ с помощью перфорации с помощью уравнения Дарси для псевдоустановившегося режима притока (Pseudo Steady State/ Darcy Equation)

$$p_{wf} = p_i - 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \left[\frac{0.000527 \cdot k\Delta t}{\phi\mu c_t r_e^2} + \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s^* \right]$$

После проведения перфорации вышележащего пласта и ГРП запускной дебит рассчитался на уровне 25 м³/сут, с начальной обводненностью 30% и высоким трендом к обводненности. Высокопроводимая пачка ГРП приводит к росту обводненности и перекрытию интервалов перфораций. Вариант с проведением ГРП показывает прирост по жидкости, но также видно увеличение запускных параметров обводненности.

Радиально пробуренный канал

Оценка начальных дебитов по жидкости и по нефти после проведения ГТМ по вскрытию пласта бурением 2 радиальных каналов общей длиной 9-10м каждый (длина каждого канала в пласте- 10м) с помощью уравнения Joshi [1] для горизонтального ствола в нефтяном пласте (Joshi Equation for Horizontal Well in Oil Formation).

$$Q_h = \frac{2\pi K_h h}{\mu B_o} \frac{\Delta P}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{L/2} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2r_w}}$$

После бурения радиальных каналов– с помощью гидромониторной насадки в каждом открытом канале возможно проведение кислотно-струйной (гидродинамической) обработка/интенсификация интервалов [2]. После проведения ГТМ расчётный дебит считается около 20 м³/сут по жидкости с начальной обводненностью около 20 %.

Принимая решение о данном виде ГТМ возникает вопрос о низких запускных дебитах и о рентабельности добычи с данной скважины. На данный момент на месторождении имеется две скважины на пласт Дл-3 и запускные дебиты обеих скважин близки к 20 м³/сут и характеризуются высоким процентом воды запускным и ростом обводненности в течение первых месяцев эксплуатации.

Метод оценки скин-фактора: для фактического дебита жидкости при всех фиксированных остальных параметрах в уравнении Дарси (Рпл, Рзаб, средняя проницаемость пласта, мощность пласта, вязкость нефти, радиус ствола) рассчитывались вероятные скин-факторы при различных заданных радиусах дренирования скважины. Оценка скин- факторов была выполнена для радиусов дренирования в диапазоне от 70м до 125м.

1. Для полученных фактических дебитов жидкости после ГТМ при заданных проницаемостях расчетные скин-факторы кажутся несколько завышенными (непривычными).

СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

2. Даже при дальнейшем снижении дебита жидкости расчетные скин-факторы при тех же параметрах не будут превышать -4.0 -4.5.

Таблица

Вид ГТМ	Результаты расчетов и факт после ГТМ		
	Дебит жидкости, м3/сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %
Перфорация	2,0	1,2	20,0
Перфорация + ГРП	25,0	17,5	30,0
2 радиальных канала	16,0	11,0	20,0
2 радиальных канала + СКО	20,0	15,3	20,0

Сравнительный анализ результатов ГТМ, предлагаемых на бездействующей скважине:

- Перфорация вышележащего пласта на Скважине "Х"

1. Предполагаемые дебиты по жидкости и по нефти после расчета ГТМ получены не в промышленных масштабах, что исключает выбор данного ГТМ.

2. Обводненность при данном виде ГТМ возрастать будет гораздо быстрее, за счет образования депрессионной воронки, в которой вода будет перекрывать нижние участки перфорации.

- Перфорация вышележащего пласта + ГРП на Скважине "Х"

1. Предполагаемые дебиты по жидкости и по нефти после расчета ГТМ получены выше, чем при других видах работ. Но возросший дебит жидкости, компенсируется увеличенной запускной обводненностью, что в процессе эксплуатации будет характеризоваться быстрым темпом увеличения обводненности.

2. Обводненность при данном виде ГТМ возрастать будет в геометрической прогрессии, за счет образования депрессионной воронки из-за высокопроводимой трещины ГРП, в которой вода будет перекрывать перфорацию полностью.

- Бурение радиальных каналов + гидроструйная СКО на Скважине "Х"

1. Расчетные запускные дебиты по жидкости и по нефти – имеют промышленный объем для добычи винтовым насосом.

2. Рост обводненности должен идти более плавно в течении эксплуатации, также полное перекрытие интервалов пробуренных каналов будет происходить дольше, чем при обычной перфорации.

1. ГТМ на Скважине "Х" по технологии вскрытия пласта радиальными каналами + гидроструйная кислотная обработка каналов – является экономически обоснованным.

2. Данная технология показала более высокие результаты по сравнению с перфорацией на скважине "Х".

3. При производстве обоих типов работ требуется постановка бригады капитального ремонта скважин, так как обе операции требуют подготовки скважины, проведения самой технологической операции, а затем заключительные работы по спуску насоса.

Литература

1. Лягов И.А. Обоснование и разработка технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов разветвленными скважинами сверхмалого диаметра: дисс. ... канд. техн. наук: 25.00.15. – СПб., 2014. – 211 с.
2. Сушко В.А. Комплекс для радиального вскрытия пласта Radialdrillingunit // Время колтюбинга. – 2009. – № 3 (28). – С. 40 – 44

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ВОССТАНОВЛЕНИЯ АЗИМУТАЛЬНОГО ИЗОБРАЖЕНИЯ С МИКРОСКАНЕРОВ FMI С ЦЕЛЮ ПОЛУЧЕНИЯ ДОСТОВЕРНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА

Фокиа Д.В.

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С точки зрения геологии разработка нефтяных и газовых месторождений в настоящее время может быть осложнена целым рядом причин: низкими мощностями продуктивных пропластков, наличием вторичной пористости, текстурной неоднородности и т. д. Для обеспечения максимального охвата пласта при разработке данные факторы должны быть учтены и изучены с помощью современного высокоразрешающего комплекса методов исследования скважины. На сегодняшний день, наиболее перспективным и высокотехнологичным методом, обладающим высокой разрешающей способностью, является применение скважинных микросканеров.

FMI (Formation microimager) был разработан в 1986 году компанией Schlumberger. Измеряемым параметром в процессе использования микросканера является удельное электрическое сопротивление.

Принцип действия FMI основан на регистрации имейджей микробокового каротажа в скважинах. На прибор подается напряжение, в результате чего дисковые электроды, расположенные в нижней части прибора, создают переменный ток, который, в свою очередь, регистрируются расположенными выше электродами. Имейджем (имиджем) называется графическое представление петрофизической характеристики разреза, полученное с помощью скважинных микросканеров. Для визуализации полученной по окружности ствола информации цилиндр «разворачивают» в плоскость с сохранением точной ориентации изображения в пространстве. Основой генерируемого