

Моделирование разработки нефтяных оторочек Уренгойского месторождения с воздействием на пласт различными агентами

Р.Ф. Шарфутдинов

директор центра «Центр проектирования разработки нефтегазоконденсатных залежей и месторождений трудноизвлекаемых запасов»
Sharafutdinov@tngg.ru

С.Г. Солдатов

заведующий отделом разработки нефтегазоконденсатных залежей
Soldatov@tngg.ru

А.С. Самойлов

к.т.н., научный сотрудник отдела разработки ачимовских залежей
SamoylovAS@tngg.ru

А.Н. Нестеренко

к.т.н., заместитель генерального директора по научным и проектным работам в области разработки и эксплуатации газоконденсатных и нефтяных месторождений
Nesterenko@tngg.ru

ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

В настоящее время основными методами увеличения нефтеотдачи на месторождениях России и зарубежных стран являются физические методы, такие как гидроразрыв пласта, строительство боковых горизонтальных стволов, радиальное вскрытие пласта. Данные способы направлены на повышение охвата пласта дренированием, показатель вытеснения нефти в данном случае практически не изменяется, однако имеет также определяющее значение нефтеотдачи. В связи с этим, изучение процессов вытеснения нефти из коллекторов различными агентами является актуальным направлением исследования инструментов повышения компонентоотдачи нефтегазоконденсатных залежей. В настоящей работе приведены особенности моделирования разработки с применением газовых агентов воздействия на пласт с использованием цифровой фильтрационной модели и сопоставление результатов с традиционным

Наибольшее распространение при разработке нефтегазовых залежей получил режим истощения. Значительный запас упругой энергии в газовой шапке позволяет разрабатывать нефтяную залежь без затрат на поддержание пластового давления.

В качестве рабочих агентов для поддержания пластового давления в основном используют воду, сухой газ, азот и дымовые газы. Закачку воды применяют в виде [1–3]:

- барьерного заводнения;
- двухстороннего барьерного заводнения;
- заводнение по площадной системе.

По данным системам заводнения выделяют следующие способы:

- закачка и отбор по всей толщине продуктивного пласта;
- закачка по всей толщине, отбор из нефтенасыщенной части;
- закачка в нефтенасыщенную часть, отбор по всей толщине пласта;
- закачка и отбор из всей нефтенасыщенной части пласта.

Закачку газа рекомендуется производить по площадной системе или в газовую шапку.

Разработку нефтегазоконденсатных месторождений возможно вести в режиме совместной или совместно-раздельной добычи (отбора) газа, нефти и воды [2–5]. Этот подход позволяет избежать прогрессирующей загазованности и обводненности продукции скважин, хотя газ, вода и нефть добываются одновременно.

Закачка воды обычно реализуется барьерным заводнением, которое проявляет достаточно высокую эффективность, т.к. позволяет увеличить безгазовые дебиты нефти. Барьерное заводнение наиболее эффективно в условиях краевых нефтяных оторочек. В случае подошвенных нефтяных оторочек вода может «проваливаться» в нефтяную оторочку, вызывая ее расформирование [6].

Возможна разработка нефтегазовых месторождений, основанная на идеях совместного дренирования в скважинах газо-, нефте- и водонасыщенных интервалов в сочетании с сайклинг-процессом в газовой или газоконденсатной шапке. Этот вид технологий может быть достаточно эффективен при однородности коллектора [2].

В настоящее время применяют два основных способа газового воздействия на пласт с использованием газа высокого давления и углеводородных растворителей [7, 8]. Зачастую вытеснение нефти растворителями проводится в пластах, содержащих легкие нефти (вязкость нефти менее 3 мПа·с).

Прирост коэффициента вытеснения зависит от свойств нефти и вытесняющего агента (сухой, обогащенный или жирный углеводородный газ), технологии закачки вытесняющих агентов (последовательная, попеременная, совместная) и стадии заводнения. Наибольшая эффективность получена в режиме смешивающегося вытеснения нефти, который

предполагает полную взаимную растворимость нефти и газа, при которой отсутствуют силы поверхностного натяжения на границе между флюидами. Наиболее предпочтительными технологиями ВГВ являются совместная и попеременная закачка газа и воды.

Расчет технологических показателей разработки пласта БУ₁₁ Уренгойского месторождения при применении в качестве вытесняющих агентов азота, метана, углекислого газа выполнялся с использованием специальной опции SOLVENT гидродинамического симулятора Eclipse 100 (модель растворителя).

Модель «растворителя» является четырехкомпонентным расширением стандартной трехкомпонентной модели нелетучей нефти Eclipse, созданной с целью моделирования способов добычи в случае смешиваемости нагнетаемых флюидов с углеводородами пласта. Данная модель позволяет моделировать различные варианты закачки газа в пласт, используя эмпирическую модель Тодда и Лонгстаффа для смешивающихся потоков [9]. В процессе моделирования четвертый компонент, а именно растворитель, добавляется к трехкомпонентной смеси — нефти, газу и пластовой воде. Преимущество смешивающегося вытеснения перед несмешивающимся вытеснением, например, заводнением, заключается в обеспечении более высоких показателей добычи. В области, занятой смешивающимся флюидом, обычно остается весьма низкая насыщенность остаточной нефти.

Можно также использовать модель растворителя в несмешивающемся режиме. В этом случае смешивание не происходит, и 4 фазы имеют свои чистые PVT-свойства. Относительные проницаемости рассчитываются, как и в обычном случае нелетучей нефти, т.е. относительные проницаемости растворителя и газа равны относительной проницаемости «газа», представленной в виде функции локальной доли растворителя.

В модели черной нефти Eclipse ОФП воды, нефти и газа описываются уравнениями

$$K_{rw} = K_{rw}(S_w)$$

как функция водонасыщенности; (1)

$$K_{rg} = K_{rg}(S_{wg})$$

как функция газонасыщенности; (2)

$$K_{ro} = K_{ro}(S(o), S_g)$$

как функция водо- и газонасыщенности; (3)

где K_{rw} , K_{rg} и K_{ro} — ОФП воды, газа и нефти;

S_w , S_g и $S(o)$ — насыщенность воды, газа и нефти. В присутствии закачиваемого агента, как четвертого компонента, ОФП каждого из компонентов рассчитывается пропорционально их концентрации. В зависимости от давления и количества агента в ячейке, изменение степени смешиваемости также оказывает влияние на значение ОФП.

В случаях, когда насыщение ячейки закачиваемым газом незначительно, возникает несмешиваемый регион, в котором присутствуют два газовых компонента ($S_g + S_{solvent}$).

методом поддержания пластового давления и вытеснения нефти путем закачки воды.

Материалы и методы

Для решения задач настоящей работы были использованы результаты исследования геологического строения нефтяных оторочек, свойства пластовых флюидов. Обработаны результаты лабораторно-экспериментальных исследований керна по определению относительных фазовых проницаемостей с последующим использованием в полномасштабной геолого-гидродинамической модели объекта, обеспечивающей численное решение процессов фильтрации при воздействии различными агентами в системе поддержания пластового давления.

Ключевые слова

газовые методы увеличения нефтеотдачи, поддержание пластового давления, водогазовое воздействие, цифровая фильтрационная модель

Тогда ОФП для газовой фазы является функцией полной газонасыщенности:

$$K_{rg} = K_{rg} (S_g + S_{solvent}), (4)$$

где $S_{solvent}$ — насыщенность растворителя.

Относительная проницаемость каждого из газовых компонентов в этом случае считается функцией локальной доли растворителя в газовой фазе:

$$\text{Доля растворителя} = F_{solvent} = S_{solvent} / (S_{solvent} + S_{gas}); (5)$$

$$\text{Доля газа пласта} = F_{gas} = S_{gas} / (S_{gas} + S_{solvent}), (6)$$

где $F_{solvent}$ и F_{gas} — доли растворителя и газа пласта.

В этом случае ОФП каждого из компонентов рассчитывается в виде функции от их доли

$$K_{r-solvent} = K_{rg} \cdot K_{rfs} (F_{solvent}) (7)$$

$$K_{r-gas} = K_{rg} \cdot K_{rfg} (F_{gas}) (8)$$

где $K_{rfs} = K_{r-solvent} / K_{rg}$; $K_{rfg} = K_{r-gas} / K_{rg}$ и являются «прямолинейными» функциями, тогда: $K_{rfs}(0,0)=0,0$; $K_{rfs}(1,0)=1,0$; $K_{rfg}(0,0)=0,0$; $K_{rfg}(1,0)=1,0$.

После того, как достаточное количество газа было закачено в залежь для начала процесса вытеснения, вытеснение в зоне малого содержания газа становится смешиваемым (при значении параметра смешиваемости больше 0). Четыре компонента имеют двухфазный характер — вода и углеводородная смесь. Относительные фазовые проницаемости углеводородной смеси в системе с водой, таким образом, используется в расчете как функция от растворителя, нефти- и газонасыщенности

$$S_n = S_{oil} + S_{solvent} + S_{reservoir\ gas} (9)$$

$$K_m = K_m (S_n) (10)$$

где $K_m(S_n)$ — относительная проницаемость для углеводорода в системе с водой.

ОФП нефти в случае смешивающегося вытеснения описываются зависимостью

$$Kr(oil) = (S_{oil} / S_n) K_m (S_n) (11)$$

Полная ОФП газа и растворителя, выглядят следующим образом

$$Kr(gas\ total) = (S_{solvent} + S_{gas}) / S_n K_m (S_n) (12)$$

Таким образом:

$$K_{r-solvent} = K_{r-gas\ total} \cdot K_{rfs} \cdot F_{solvent} (13)$$

$$K_{r-gas} = K_{r-gas\ total} \cdot K_{rfg} \cdot F_{gas} (14)$$

Изменение свойств закачиваемых агентов, для условий Уренгойского месторождения приведены в таб. 1.

Основные сравнительные характеристики трехмерной геологической и преобразованной из нее фильтрационной сетки рассматриваемых объектов исследования приведены в таб. 2 и 3. При моделировании использовалась расширенная модель «нелетучей» нефти («BLACK OIL»-модель) — пакета ECLIPSE 100 компании Schlumberger.

Сеточная аппроксимация построенных гидродинамических моделей продуктивного пласта БУ₁₁² (залежь 2 и 3) представлена на рис. 1.

Агенты закачки

Свойства CO ₂			Свойства N ₂		
Р _{пл} , МПа	Объем. коэфф.	Вязкость, мПа·с	Р _{пл} , МПа	Объем. коэфф.	Вязкость, мПа·с
60	0,0020	0,0898	59,9	0,0031	0,0367
55	0,0021	0,0849	55,0	0,0033	0,0352
50	0,0022	0,0800	50,0	0,0035	0,0336
45	0,0023	0,0750	49,3	0,0035	0,0334
40	0,0024	0,0697	48,3	0,0036	0,0331
35	0,0026	0,0641	47,2	0,0036	0,0327
30	0,0029	0,0578	45,0	0,0037	0,0320
25	0,0033	0,0506	40,0	0,0041	0,0304
20	0,0041	0,0417	35,0	0,0045	0,0288
15	0,0057	0,0312	30,0	0,0051	0,0272
10	0,0095	0,0230	25,0	0,0059	0,0257
5	0,0219	0,0194	20,0	0,0072	0,0244
3	0,0384	0,0188	15,0	0,0093	0,0231
2	0,0591	0,0185	10,0	0,0137	0,0221
1	0,1212	0,0183	5,0	0,0269	0,0214
0,6	0,2041	0,0182	4,5	0,0298	0,0213
0,3	0,4112	0,0182	4,0	0,0335	0,0213
0,2	0,6184	0,0182	3,0	0,0445	0,0212
0,1	1,2398	0,0182	2,0	0,0666	0,0211
-	-	-	1,0	0,1330	0,0210
-	-	-	0,1	1,3274	0,0209

Таб. 1 — Изменение свойств закачиваемых агентов

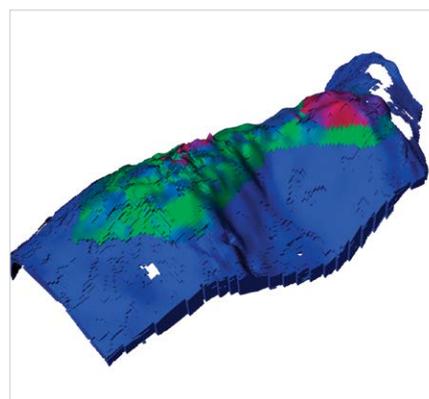


Рис. 1 — Сеточная аппроксимация гидродинамической модели продуктивного пласта БУ₁₁² (район залежи 2 и 3) система «нефть-вода»

Пласт	БУ ₁₁ ²
Запасы свободного газа, млн. м ³	+/-, % -4,9
Запасы нефти, тыс. т	+/-, % 3,0
Поровый газонас. объем, млн. м ³	+/-, % -0,6
Поровый нефтенас. объем, млн. м ³	+/-, % 4,0

Таб. 3 — Сопоставление запасов по 2D геологической и 3D фильтрационной моделям

Пласт	Модель	Число блоков сетки, ед.			Размер ячеек X·Y, м	Средняя толщина слоя, м	Число ячеек в модели, млн. ед
		NX	NY	NZ			
БУ ₁₁ ²	Геологическая	300	970	80	100-100	0,23	23,28
	Фильтрационная	150	485	16	200-200	1,13	1,16

Таб. 2 — Сравнительная характеристика трехмерных моделей пластов

На Уренгойском месторождении при оценке наиболее рационального и эффективного варианта с поддержанием пластового давления в районе залежей 2 и 3 пласта БУ112 в качестве базового использовался проектный вариант, предусматривающий разработку залежей на истощение.

Для реализации вариантов с ППД проектная равномерная сетка преобразуется в площадную обращенную семиточечную. Все варианты были просчитаны по единому темпу бурения и ввода скважин, с одинаковыми ограничениями на работу добывающих скважин. Схема размещения фонда нефтяных скважин приведена на рис. 2.

Всего для залежей 2 и 3 пласта БУ² Уренгойского месторождения рассмотрено семь вариантов дальнейшей разработки с применением различных агентов для закачки:

Вариант 0 — разработки нефтяных частей залежей на естественном режиме разработки;

Вариант 1 — разработки нефтяных частей залежей с ППД закачкой воды;

Вариант 2 — разработки нефтяных частей залежей с ППД закачкой газа (азот);

Вариант 3 — разработки нефтяных частей залежей с ППД закачкой газа (газ сепарации);

Варианты 4, 5, 6 — разработки нефтяных частей залежей с ППД путем организации водогазового воздействия циклической закачкой газа и воды, соотношение объемов (приведенных к пластовым условиям) воды и газа сепарации 2:1, 1:1, 1:2, соответственно, по вариантам 4, 5, 6.

Граничные условия для вариантов разработки были:

- расчетный период — 56 лет;
- выбитие добывающих скважин при обводненности добываемой продукции — 98%;
- выбитие добывающих скважин при дебите нефти менее 0,5 м³/сут;
- забойное давление добывающих скважин — 5,5 МПа;
- забойное давление нагнетательных скважин — 33,0 МПа.

Исходными данными для создания относительных фазовых проницаемостей послужили результаты экспериментальных исследований, проведенных на 12 образцах керна из шести скважин.

При построении фильтрационной модели, относительные фазовые проницаемости задавались путем их масштабирования, для описания процессов в областях, где присутствует закачиваемый агент, достаточно использовать модифицированную величину остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$). Стоит отметить, что значения остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти азотом и метаном характеризуются сопоставимыми трендовыми зависимостями и согласуются с экспериментами для пластов неокомских отложений (рис. 3).

В результате выполнения моделирования разработки нефтяной оторочки пласта БУ² с применением различных агентов воздействия на пласта были получено значительное увеличение КИН (таб. 4). Кратко рассмотрим результаты по каждому из вариантов.

Вариант 0 — предусматривает разработку на естественном режиме, также проведение ГТМ на бездействующем фонде в период с 2016–2018 гг. Всего на двух рассматриваемых

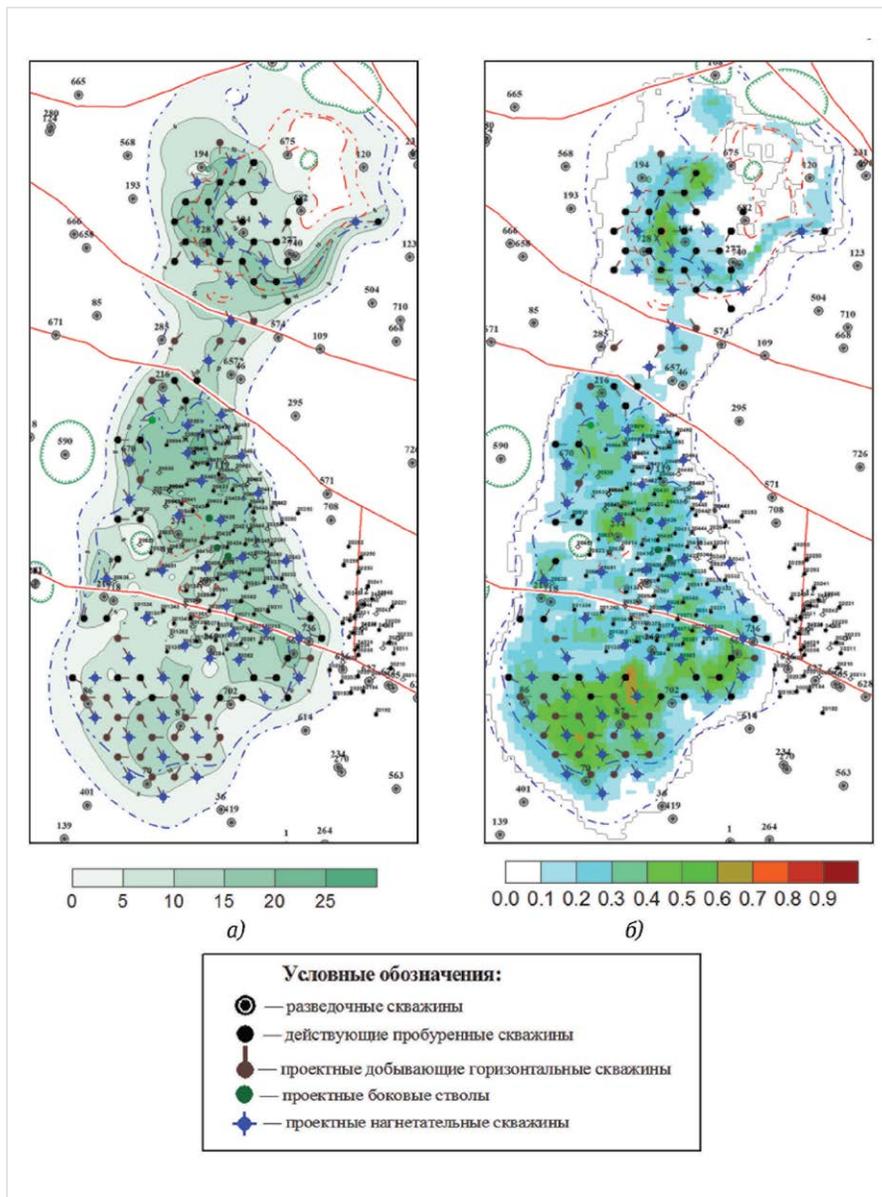


Рис. 2 — Схема размещения фонда нефтяных скважин (а — на карте начальных нефтенасыщенных толщин, б — на карте плотности текущих подвижных запасов нефти)

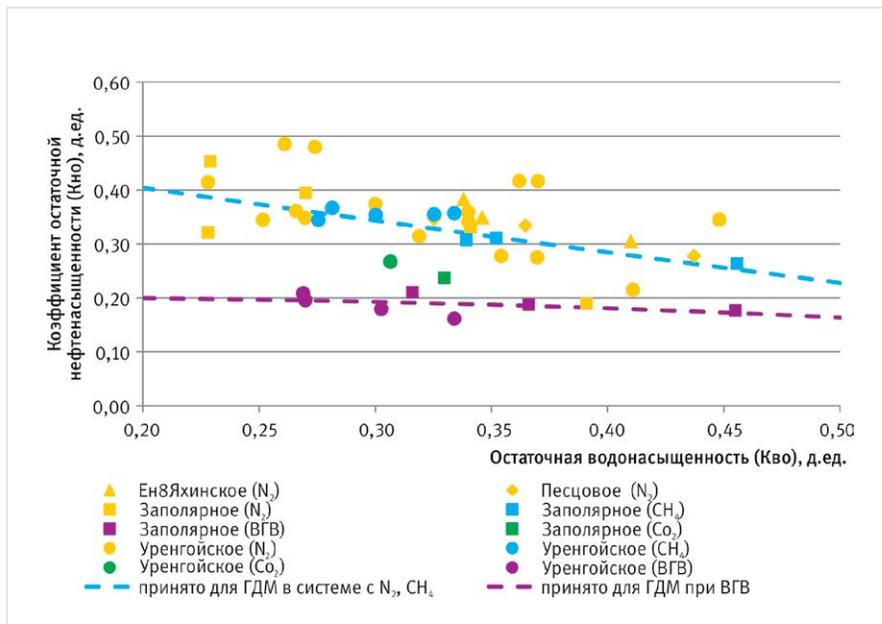


Рис. 3 — Зависимость величины остаточной нефтенасыщенности, принятая для масштабирования ОФП

залежах общий фонд составит 196 скважин, в том числе 101 новая горизонтальная скважина из бурения и 12 боковых стволов из простаивающих скважин.

Вариант 1 — вариант с поддержанием пластового давления путем закачки воды. Дополнительно к варианту 0 предусматривает перевод под нагнетание 20 скважин пробуренного фонда в 2016 г.

Относительно варианта без внедрения системы ППД (вариант 0), в варианте 1 наблюдается значительное увеличение накопленной добычи нефти (на 56%), при этом накопленный отбор жидкости за расчетный период увеличился более чем в 4 раза.

Вариант 2 — вариант с поддержанием пластового давления путем закачки газа (азота), по динамике ввода и бурения скважин, а также перевода под закачку полностью соответствует варианту 1.

Относительно варианта 1 с закачкой воды, в варианте 2 наблюдается незначительное увеличение накопленной добычи нефти (на 5%), при этом накопленный отбор жидкости почти в 3 раза меньше, а отбор газа почти в 20 раз больше, при этом объем закачанного агента в пластовых условиях в 5 раз превышает объемы закачки воды.

Вариант 3 — вариант с поддержанием пластового давления путем закачки газа сепарации, по динамике ввода и бурения скважин, а также перевода под закачку полностью соответствует варианту 1.

Показатели вариантов 2 и 3 сопоставимы, отклонения составляют не более 5%. Существенной разницей является потребность в вытесняющем агенте, так в варианте с закачкой азота максимальная потребность 1,5 млрд м³ в год, а в варианте с закачкой ГС всего 106 млн м³.

Относительно варианта 1 с закачкой воды, в варианте 3 наблюдается незначительное увеличение накопленной добычи нефти (на 5%), при этом накопленный отбор жидкости почти в 3 раза меньше, а отбор газа почти

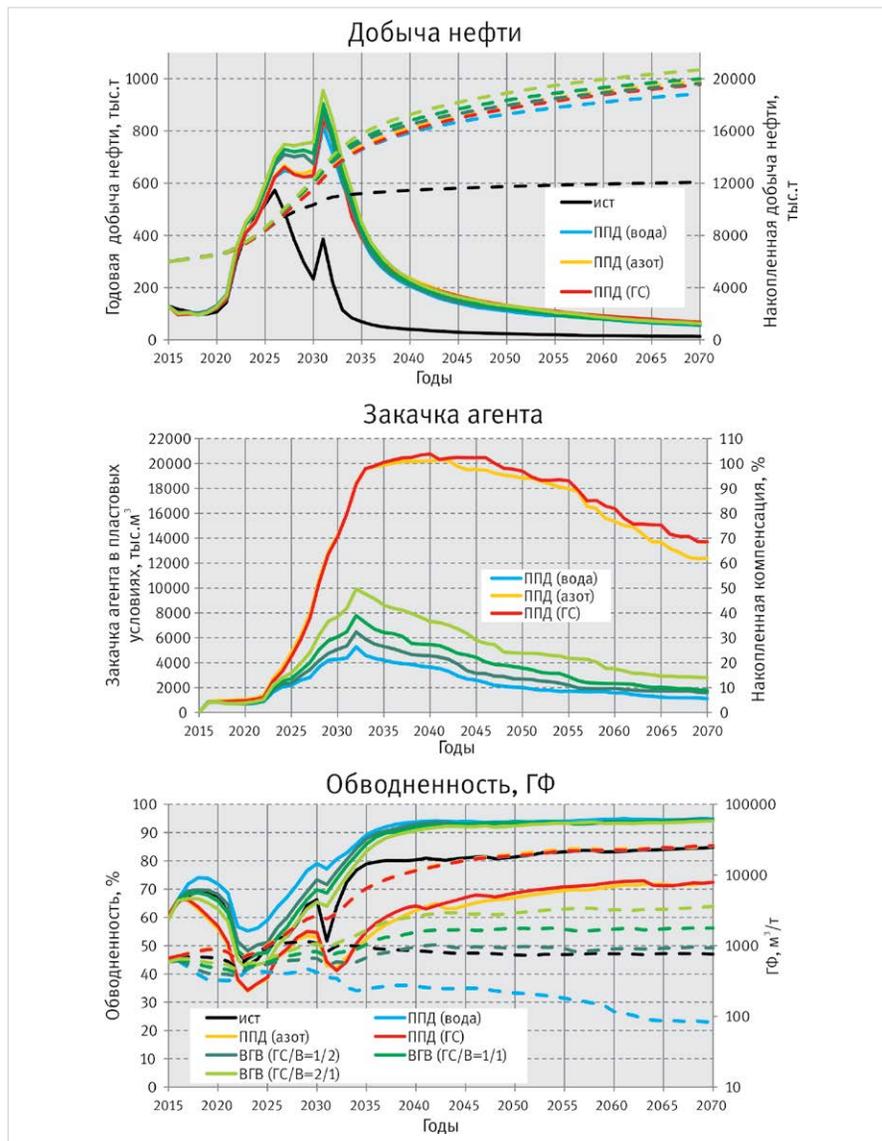


Рис. 4 — Основные технологические показатели по расчетным вариантам Уренгойского НКМ

Показатели	Этап 1		Этап 2		Этап 3		
	0 Вар.	1 Вар.	2 Вар.	3 Вар.	4 Вар.	5 Вар.	6 Вар.
Система разработки	Истощение	ППД вода	ППД азот	ППД Газ Сепар.	ППД Вода+Газ Сепар.		
Общий фонд скважин	196	202	202	202	202	202	202
Добывающие нагнетательные	196	148	148	148	148	148	148
Фонд для бурения	--	54	54	54	54	54	54
Горизонтальные добывающие	101	101	101	101	101	101	101
Горизонтальные нагнетательные	101	67	67	67	67	67	67
Горизонтальные нагнетательные	--	34	34	34	34	34	34
Расконсервация	21	27	27	27	27	27	27
в т.ч. под ЗБС	12	12	12	12	12	12	12
под нагнетание	--	6	6	6	6	6	6
Максимальные уровни							
Добыча нефти, тыс.т.	573,4	819,5	860,7	842,8	873,8	905,4	954,9
Добыча жидкости, тыс.т.	1210,2	3681,8	1507,8	1511,8	3256,9	3048,9	2734,4
Добыча газа, тыс.т.	610,1	293,4	2818,9	2682,3	473,9	626,4	907,6
Накопленная добыча нефти тыс. т.	6219	12994	13954	13691	13776	14133	14817
Накопленная добыча жидкости тыс. т.	17507	104678	31800	32103	96778	92549	88790
Накопленная добыча газа млн. м ³	6372	5106	105718	101505	10259	14964	23773
Конечный КИН	0,169	0,27	0,284	0,281	0,282	0,287	0,296

Таб. 4 — Основные технологические показатели вариантов разработки пласта БУ₁₁²

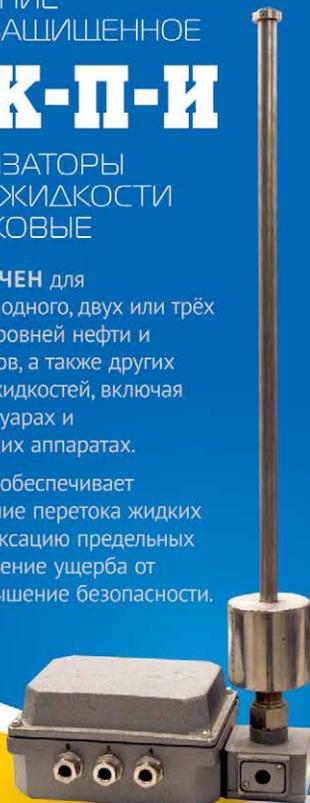
ИСПОЛНЕНИЕ
ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ

СУЖ-П-И

СИГНАЛИЗАТОРЫ
УРОВНЯ ЖИДКОСТИ
ПОПЛАВКОВЫЕ

ПРЕДНАЗНАЧЕН для сигнализации одного, двух или трёх предельных уровней нефти и нефтепродуктов, а также других технических жидкостей, включая воду, в резервуарах и технологических аппаратах.

Сигнализатор обеспечивает предотвращение перетока жидких продуктов, фиксацию предельных уровней, снижение ущерба от аварий и повышение безопасности.



ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИГНАЛИЗАТОРА – нефтебазы, технологические аппараты и резервуарные парки нефтеперерабатывающих заводов и производств. Принцип действия – срабатывание контактного устройства (геркона) при достижении чувствительным элементом (поплавок) заданного (контролируемого) уровня продукта. Сигнализатор СУЖ-П-И состоит из модуля преобразователя и преобразователей первичных.



Преобразователи первичные имеют маркировку взрывозащиты «0Exia I BT5» и могут устанавливаться во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок.



Модуль преобразователя вторичного предназначения для формирования искро-безопасного напряжения и коммутации исполнительных устройств, имеет маркировку «[Exia] IIB» и устанавливается вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок.



Преобразователи первичные вертикального исполнения разделяются на разборные и не разборные, и служат для сигнализации одной, двух или трёх точек контроля.



Преобразователи первичные предназначены для сигнализации предельных уровней нефти и нефтепродуктов, имеют два вида конструктивного исполнения: вертикальное и горизонтальное.



ПУБЛИЧНОЕ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

ЗАВОД «КРАСНОЕ ЗНАМЯ»

390043, Россия, г. Рязань, пр. Шабулина, 2 а
+7 (4912) 938-517. post@kz.ryazan.ru

в 20 раз больше. Кроме того, объем закачанного агента в пластовых условиях в 5 раз превышает объемы закачки воды (вариант 1).

Вариант 4 – для реализации вариантов поддержания пластового путем организации водогазового воздействия с циклической закачкой газа и воды в соотношении 1 объем газа в пластовых условиях к 2 объемам воды. В качестве вытесняющего газового агента был выбран газ сепарации, который добывается непосредственно на месторождении и имеет более низкую цену, чем азот.

По общему фонду и вводу скважин варианты с ВГВ аналогичны вариантам с ППД только водой или только газом.

Относительно варианта 1 с закачкой воды, в варианте 4 наблюдается незначительное увеличение накопленной добычи нефти (на 4%), при этом накопленный отбор жидкости на 7% меньше, а отбор газа в 2 раза больше. Кроме того, объем закачанной смеси в пластовых условиях на 20% превышает объемы закачки в варианте 1.

Вариант 5 – для реализации вариантов поддержания пластового путем организации водогазового воздействия с циклической закачкой газа и воды в соотношении 1 объем газа в пластовых условиях к 1 объему воды. По общему фонду и вводу скважин варианты с ВГВ аналогичны вариантам с ППД только водой или только газом.

Относительно варианта 1 с закачкой воды, в варианте 5 наблюдается незначительное увеличение накопленной добычи нефти (на 6%), при этом накопленный отбор жидкости на 11% меньше, а отбор газа в 3 раза больше. Кроме того, объем закачанной смеси в пластовых условиях на 47% превышает объемы закачки воды в варианте 1 и на 20% объемы закачки водогазовой смеси по варианту 4.

Вариант 6 – для реализации вариантов поддержания пластового путем организации водогазового воздействия с циклической закачкой газа и воды в соотношении 2 объема газа в пластовых условиях к 1 объему воды. По общему фонду и вводу скважин варианты с ВГВ аналогичны вариантам с ППД только водой или только газом.

Относительно варианта 1 с закачкой воды, в варианте 6 наблюдается наибольшее среди вариантов с ВГВ увеличение накопленной добычи нефти (на 6%), при этом накопленный отбор жидкости на 11% меньше, а отбор газа в 3 раза больше чем при ППД водой, и в 5 раз меньше чем при ППД только газом. Кроме того, объем закачанной смеси в пластовых условиях в 2 раза превышает объемы закачки в варианте 1 и на 62% объемы закачки водогазовой смеси по варианту 4, при этом объемы закачки остаются в 3 раза ниже, чем при ППД только газом.

Сопоставление основных технологических показателей разработки по вариантам 0–6 представлено на рис. 4.

Итоги

На основе систематизации результатов лабораторно экспериментальных исследований на керне были получены относительные фазовые проницаемости при реализации процесса вытеснения различными агентами, которые использованы для выполнения вычислительных экспериментов на полномасштабной геолого-гидродинамической

модели пласта БУ₁₁² Уренгойского месторождения. Что обеспечило повышение точности прогнозирования технологических показателей разработки с реализацией газовых методов увеличения нефтеотдачи.

Выводы

В результате выполнения вычислительных экспериментов установлено, что наименьший прирост отмечается для варианта с ППД закачкой воды, где конечный КИН увеличился на 56,1%. Разработка с ППД закачкой азота позволяет увеличить конечный КИН на 5,1% по сравнению с вариантам с закачкой воды, а ППД с закачкой газа сепарации на 3,7%. Повышение КИН отмечается также в вариантах с организацией водогазового воздействия, увеличение которого, относительно варианта с ППД водой, составило 4,1, 6,0 и 9,7 %, соответственно, при различных соотношениях объемов закачиваемых агентов газа сепарации и воды 1:2, 1:1 и 2:1.

По итогам расчетов пластовое давление по всем вариантам установилось на уровне текущего давления, при этом объемы годовой закачки газового агента, ввиду его большой подвижности, в 3–4 раза больше объемов воды приведенных к пластовым условиям. При этом, прирост извлекаемых запасов в вариантах с ППД варьировал в диапазоне 55–75% в сравнение с вариантам на истощение. При сравнении вариантов с ППД наименьший прирост был получен при закачке воды.

Список литературы

1. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1995. 496 с.
2. Гавура В.Е., Исайчев В.В., Курбанов А.К и др. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей. М.: ВНИИОЭНГ, 1994. 346 с.
3. Закиров С.Н., Закиров И.С. Новый подход к разработке нефтегазовых залежей. М.: ИРЦ Газпром, 1996. 52 с.
4. Закиров С.Н. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2000. 643 с.
5. Косачку Г.П., Сагитова Д.З., Титова Т.Н. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений с нефтяными залежами и оторочками // Газовая промышленность. 2006. №2. С. 27–30.
6. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. М.: Недра, 1974. 376 с.
7. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Газоил пресс, 2006. 200 с.
8. Грайфер В.И., Лысенко В.Д. Газовое заводнение. Перспективы широкого промышленного применения // Нефтяное хозяйство. 2007. № 2. С. 41–44.
9. Todd, M.R., Longstaff, W.J., 1972, The Development, Testing, and Application Of a Numerical Simulator for Predicting Miscible Flood Performance, Journal of Petroleum Technology, Volume 24, Number 7.

Simulation of development the oil parts of Urengoy field with impact on layer by various agents

Authors:

Ruslan F. Sharafutdinov — director of the "Center of design of development of oil-gas condensate deposits and fields of hardly removable stocks" center; Sharafutdinov@tngg.ru

Sergey G. Soldatov — head of department of development of oil-gas condensate deposits; Soldatov@tngg.ru

Alexander S. Samoylov — Ph.D., research engineer, Achimov deposits development section; SamoylovAS@tngg.ru

Alexander N. Nesterenko — Ph.D., deputy general director, R&D in oil and gas-condensate fields development and operation; Nesterenko@tngg.ru

"TyumenNIIgiprogaz" LLC, Tyumen, Russian Federation

Abstract

Now the main methods of increase in oil recovery on fields of Russia and foreign countries are physical methods, such as layer hydraulic fracturing, construction of lateral horizontal trunks, radial opening of layer. However these ways are directed to layer coverage increase by drainage, the oil replacement indicator in this case practically doesn't change; however has also defining value of oil recovery. In this regard, studying of processes of replacement of oil by various agents is the actual direction of research of instruments of increase of a production of oil-gas condensate deposits.

Features of modeling of development with application of gas agents of impact on layer with use of digital filtration model and comparison of results to a traditional method of maintenance of reservoir pressure and replacement of oil by pumping water are given in this work.

Materials and methods

For the solution of problems of the real work results of research of a geological structure of oil rims, properties of formation fluids have been used. Results of laboratory pilot studies of a core on definition

of relative phase permeability with the subsequent use in the full-scale geological and hydrodynamic model of object providing the numerical solution of processes of a filtration at influence by various agents in system of maintenance of reservoir pressure are processed.

Results

On the basis of systematization of results of laboratory pilot studies on a core have been received relative phase permeability at realization of process of replacement by various agents who are used for performance of computing experiments on full-scale geological and hydrodynamic model of BU₁₁² layer of the Urengoy field. What has provided increase of accuracy of forecasting of technological indicators of development with realization of gas methods of increase in oil recovery.

Conclusions

As a result of performance of computing experiments it is established that the smallest gain is noted for option with reservoir pressure maintenance (RPM) in pumping water where final oil recovery factor has increased by 56,1%. Development with RPM in pumping nitrogen allows to increase final oil

recovery factor by 5,1% in comparison with options with pumping water, and RPM with pumping gas of separation to 3,7%. Increase of oil recovery factor is noted also in options with the organization of water gas influence which increase, concerning option with RPM water, has made 4,1, 6,0 and 9,7%, respectively, at various ratios of volumes of the downloaded agents of gas of separation and water 1:2, 1:1 and 2:1.

Following the results of calculations the reservoir pressure by all options was established at the level of the current pressure, at the same time volumes of annual downloading the gas agent, in view of his big mobility, it is 3–4 times more than the volumes of water brought to sheeted conditions. At the same time, the gain of the taken stocks in options with RPM varied in the range of 55–75% in comparison with options on exhaustion. When comparing options with RPM the smallest gain has been received at pumping water.

Keywords

gas methods of increase in oil recovery, maintenance of reservoir pressure, water gas influence, digital filtration model

References

- Gavura V.E. *Geologiya i razrabotka neftyanykh i gazonefityanykh mestorozhdeniy* [Geology and development oil and gas-oil fields]. Moscow: VNIIOENG, 1995, 496 p.
- Gavura V.E., Isaychev V.V., Kurbanov A.K i dr. *Sovremennye metody i sistemy razrabotki gazonefityanykh zalezhey* [Modern methods and systems to development gas-oil fields]. Moscow: VNIIOENG, 1994, 346 p.
- Zakirov S.N., Zakirov I.S. *Novyy podkhod k razrabotke neftegazovykh zalezhey* [New approach to development oil-gas deposits]. Moscow: IRTs Gazprom, 1996, 52 p.
- Zakirov S.N. *Sovershenstvovanie tekhnologiy razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza* [Improving of technologies for oil-gas fields development]. Moscow: Graal', 2000, 643 p.
- Kosachku G.P., Sagitova D.Z., Titova T.N. *Opyt razrabotki gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy s neftyanyimi zalezhami i otorochkami* [Experience in the development of gas and gas condensate fields with oil deposits and rims]. 2006, issue 2, pp. 27–30.
- Zakirov S.N., Lapuk B.B. *Proektirovanie i razrabotka gazovykh mestorozhdeniy* [Design and development of gas fields]. Moscow: Nedra, 197, 376 p.
- Stepanova G.S. *Gazovye i vodogazovye metody vozdeystviya na neftyanye plasty* [Gas and water-gas methods of oil formation treatment]. Moscow: Gazoil press, 2006, 200 p.
- Grayfer V.I., Lysenko V.D. *Gazovoe zavodnenie. Perspektivy shirokogo promyshlennogo primeneniya* [Gas flooding. Prospects of wide industrial application]. Oil industry, 2007, issue 2, pp. 41–44.
- Todd, M.R., Longstaff, W.J., 1972, The Development, Testing, and Application Of a Numerical Simulator for Predicting Miscible Flood Performance, Journal of Petroleum Technology, Volume 24, Number 7.