

Повышение нефтеизвлечения и темпов разработки залежей неньютоновских нефтей на основе инновационной технологии

О.М. Чарыев
(ТашГТУ)

Нефтяные месторождения Узбекистана характеризуются низкими коэффициентами нефтеизвлечения и темпами разработки залежей неньютоновских нефтей. Часть их с относительно невысокой вязкостью, но с проявлением структурно-механических свойств в пластовых условиях, находится в Ферганском нефтегазоносном регионе. Наиболее низкие нефтеизвлечение и темпы разработки имеют месторождения Сурхандарьинского и Юго-Западно-Гиссарского нефтегазоносных регионов с пластовой температурой до 60-62°C. Нефти здесь обладают высокой вязкостью, активно проявляют структурно-механические свойства в пластовых условиях и не подчиняются закону фильтрации Дарси.

Реологические показатели высокосмолистых нефтей в термодинамической обстановке продуктивного пласта не обеспечивают полного охвата залежи дренированием. Традиционные технологии их разработки в естественном режиме или периодическим заводнением в различных вариантах исчерпали свои возможности. Теоретические, экспериментальные и опытно-промышленные апробации методов форсированного отбора жидкости на таких месторождениях дали отрицательные результаты: происходит опережающее обводнение добывающих скважин, снижается характеристика вытеснения нефти водой, образуются «языки» и «конусы» прорыва пластовой воды, создаются целики, не охваченные дренированием. При высокой нефтенасыщенности пласта добывающие скважины эксплуатируются при обводненности продукции до 90-95% и более, что повышает материальные и энергетические затраты на подъем, транспортировку балластной жидкости и доведение нефти до товарной кондиции.

Таким образом, в аналогичных условиях применение гидродинамических методов повышения нефтеизвлечения и темпов разработки этих залежей становится практически нецелесообразным. Решение данной проблемы возможно при использовании обоснованных тепловых способов воздействия на залежь. Закачка в продуктивный пласт теплоносителей (горячей воды, пара), получаемых на промышленных установках, обходится дорого и

сложна в технологическом плане. Для этих целей наиболее эффективно применение геотермальных вод, имеющих в большом количестве и относящихся к категории возобновляемых ресурсов.

Геотермальное заводнение впервые было использовано в промышленном объеме в 1975 г. на месторождении Узень (Казахстан) для предотвращения снижения темпов его разработки из-за образования парафино-смолистых отложений в пластовых условиях и повышения вязкости нефти [1]. Источником служил горизонт XXIV с температурой пластовой жидкости 90-100°C на глубине залегания 1980-2300 м. При газлифтном подъеме геотерминальной воды она составляла 70-75°C. В 1978-1980 гг. были начаты опытно-промышленные работы (ОПР) по перепуску под естественным напором геотермальной воды температурой на устье 71-73°C в продуктивные пласты месторождения Хаудаг (Узбекистан). В результате повысились дебит скважин, пластовые температуры и давление.

Залежи нефти с неньютоновскими свойствами в пластовых условиях в стране сосредоточены на месторождениях Ляльмикар, Кокайды, Хаудаг, Амударья, Коштар, Миршади, Западный Палванташ, Ходжабад и др. Они находятся в промышленной разработке 40-65 лет и более, имеют низкие коэффициенты нефтеизвлечения (0,1-0,3), статическое напряжение сдвига нефтей колеблется в пределах 9,88-98,2 Па, начальный градиент давления фильтрации - 0,10-1,45 МПа [1], при пластовых температурах от 31-32 до 57°C вязкость нефтей составляет 76-1280 мПа•с, пластовой воды - 0,49-0,95 мПа•с (табл. 1). Такая высокая подвижность обуславливает ее прорыв в виде «языков» к добывающим скважинам, поэтому обводненность продукции достигает 85-90% и более при большой нефтенасыщенности залежи.

Учитывая геолого-физическую характеристику аналогичных площадей, нами разработана новая высокоэффективная технология геотермального заводнения с внутрипластовым перепуском [2]. Она ликвидирует недостатки метода с предварительным подъемом теплоносителя на поверхность и последующей закачкой его в продуктивный

Физико-химические свойства нефти и пластовой воды

Месторождение	Горизонт	Пластовые условия				Нефть в стандартных условиях		Содержание, % вес					
		нефть		пластовая вода		вязкость, мПа·с	плотность, кг/м³	смол		асфальтенов	парафинов	серы	кокса
		газосодержание, м³/т	вязкость, мПа·с	газосодержание, м³/т	вязкость, мПа·с			селикагелиевых	акцизных				
Ляльмикар	I	2-3	250	Отсутств.	0,71	600	956	-	69	-	3,2	3,3	3,01
	II	2-3	250	-//-	0,69	600	953	-	77	-	3,2	3,13	-
	III	22,2	120	-//-	0,67	480	954	-	21,1	3,6	2,8	3,26	-
	IV	27	139	-//-	0,67	800	961	-	91,1	9,8	3,3	4,15	4,86
	V	180	76	-//-	0,66	600	957	-	28	4,6	3,6	3,7	-
	VI	10	200	-//-	0,66	800	962	-	32,8	9,8	4,2	3,6	3,6
Кокайды	I	1-2	140	-//-	0,54	490	930	-	21,8	4,8	3,1	2,7	-
	II	1-2	170	-//-	0,51	500	936		44	5,5	3,2	3,2	2,85
	III	1-2	145	-//-	0,49	490	953		19	8,8	3,4	3,5	-
Хаудаг	I	1-2	260	-//-	0,95	360	945	19,4	25,1	6	3,5	2,78	-
	II	1-2	260	-//-	0,95	360	947	14,2	38,2	8	4,0	3,02	-
	III	1-2	260	-//-	0,94	360	951	23,2	30,4	4,1	3,4	3,07	-
	IV	1-2	260	-//-	0,94	360	931	23	31,0	4,6	3,5	2,40	-
Амударья	I	5	1280	-//-	0,62	3800	987	3,4	80	5,2	3,5	7,2	-
	II	5	1280	-//-	0,62	3800	987	3,4	80	5,2	3,5	7,2	-
	III	5	1280	-//-	0,62	3800	987	3,4	80	5,2	3,5	7,2	-
Коштар	Бухарские слои	2	90	-//-	0,58	770		39,2	77	0,88	4,52	4,01	4,84

пласт, позволяет путем рециркуляции, активного отбора подошвенной воды, совместного дренирования нефтяной и водоносной зон пласта производить ускоренный подогрев залежи по всему ее объему и площади водонефтяного контакта (ВНК). Аналитические и промысловые исследования теплового режима восходящего и нисходящего потоков теплоносителя показывают существенные потери тепла [3, 4], составляющие для первого 30-35%, для второго - 35-40. При увеличении температурного перепада (закачка теплоносителя с повышенным значением) между грунтом и стволом скважины потери возрастают в обоих случаях до 60-70%. Новая технология геотермального за-

воднения снижает их до 10-15% благодаря перепуску горячей воды в пласт без подъема на поверхность. Обеспечивается также эффективное использование гидростатического напора геотермальной воды для повышения пластового давления и перевода залежи на режим фонтанирования.

Инновационная технология геотермального заводнения для повышения нефтеизвлечения и эффективности разработки залежей высоковязких нефтей [5] основана на привлечении внутренних ресурсов. Утилизация сточных вод производится закачкой их в горизонты с геотермальными водами, что обеспечивает их повторное применение. Новая технология особенно эффективна для группы месторождений Сурхандарьинского и Юго-Западно-Гиссарского нефтегазоносных регионов.

Реализация инновационной технологии регулируемого геотермального заводнения (РТГЗ) с внутрипластовым перепуском теплоносителя в промышленных условиях поясняется на рис.1, 2 и 3. Высоковязкая нефть разогревается в результате активного массопереноса в горизонтальном и вертикальном направлениях в подошвенной части залежи, в последнем случае с одновременным активным переносом тепла конвекцией и кондукцией. При разогреве нефти геотермальной водой в режиме поршневания происходит гравитационное вытеснение и разделение нефти и воды, однако не исключается и радиально-горизонтальное. При этом горячая геотермальная вода значительно эффективнее холодной. Активный перенос тепла в верхнюю часть пласта, насыщенную высоковязкой нефтью, обуславливается высоким перепадом (гра-

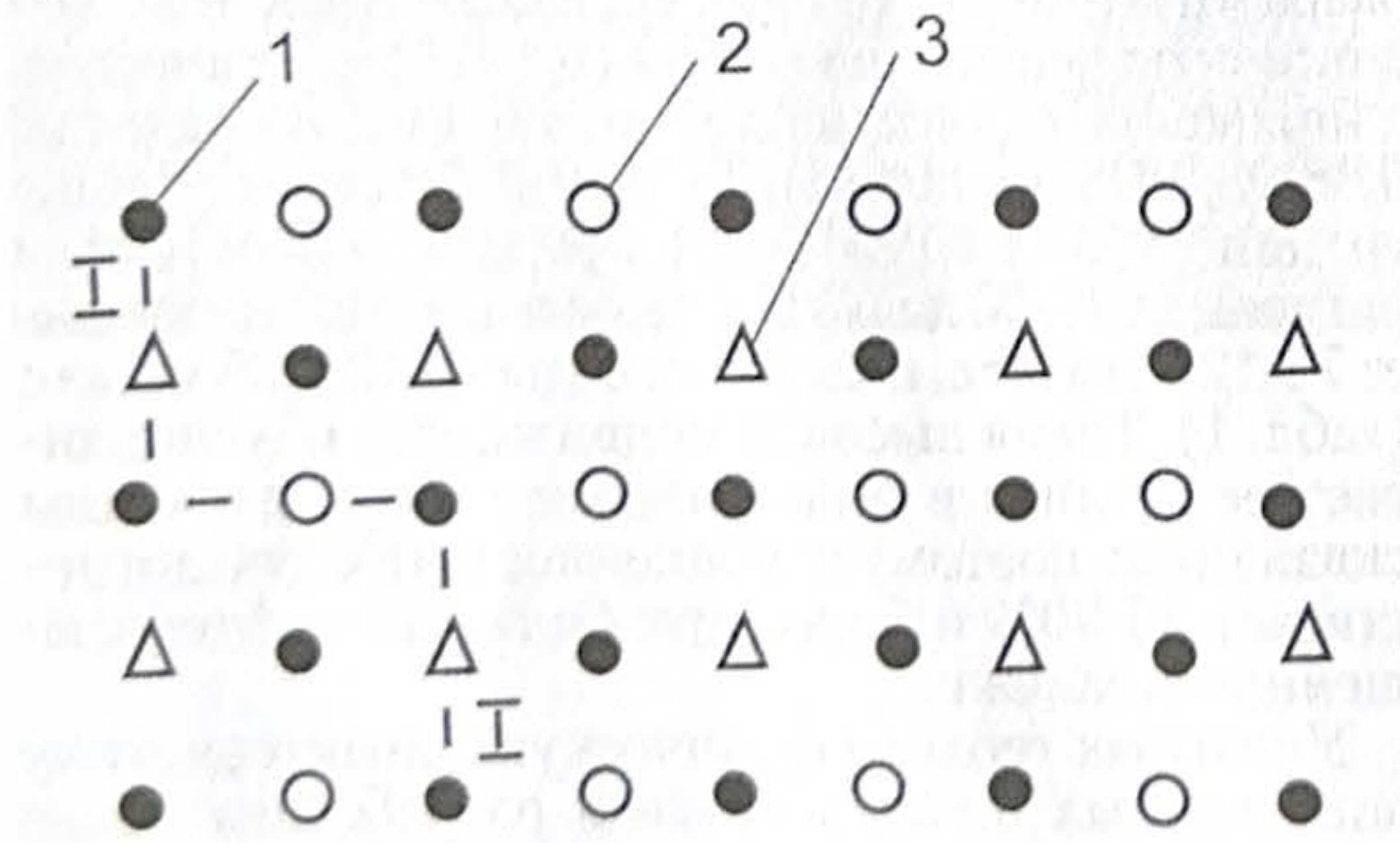


Рис. 1. Сетка размещения на залежи высоковязкой нефти нефтедобывающих (1), водозаборных (2) и перепускающих геотермальную воду в залежь (3) скважин

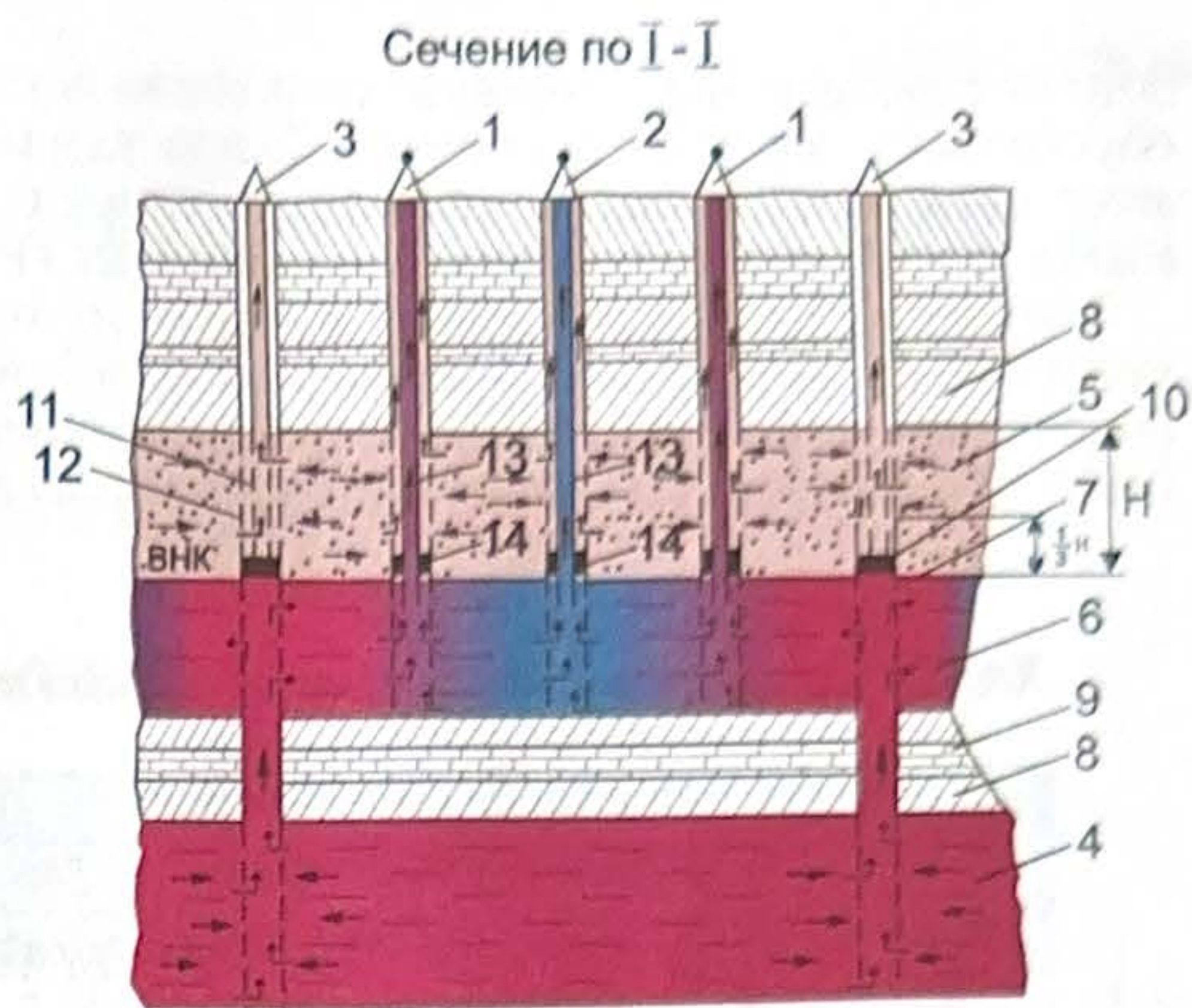
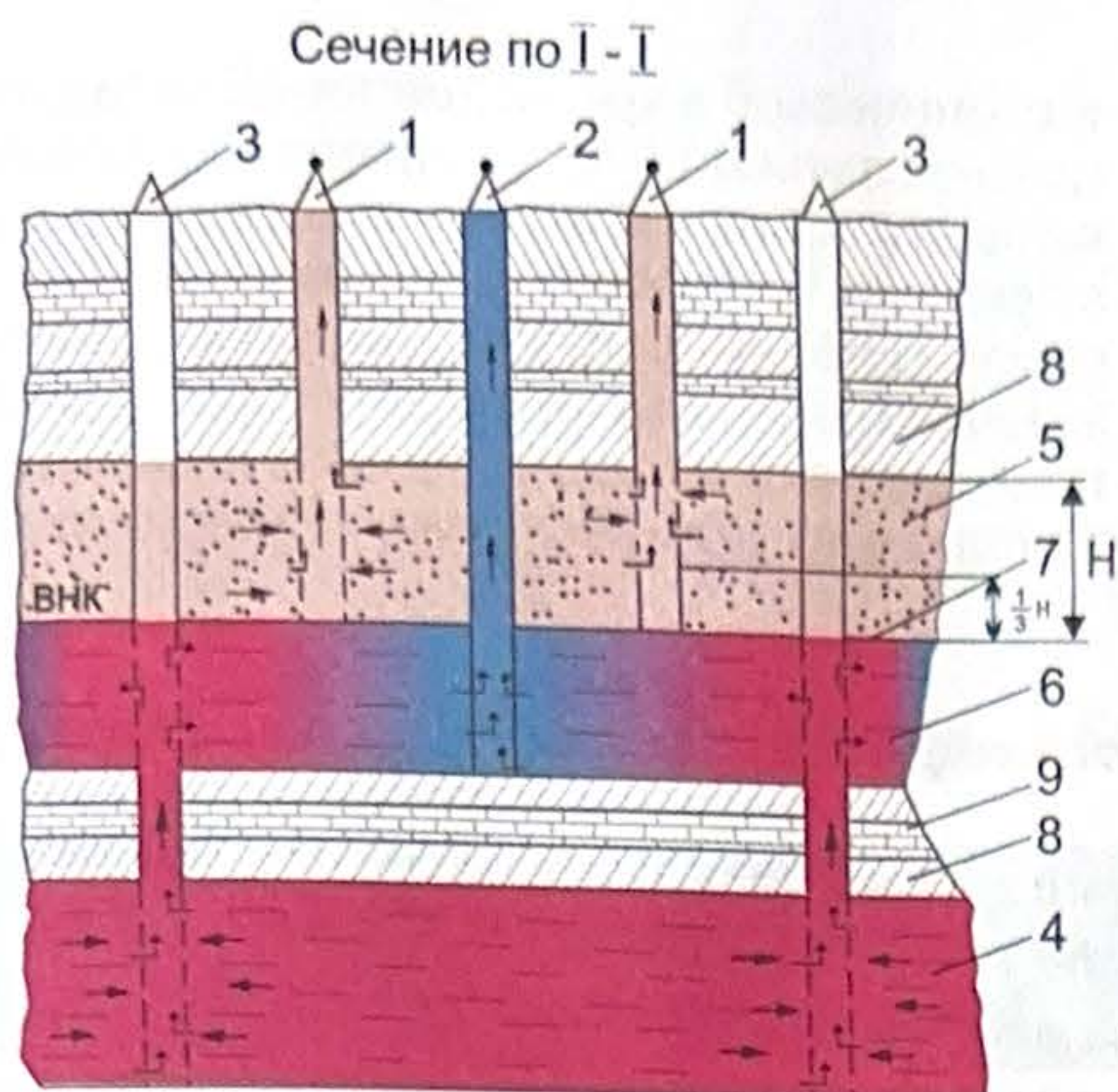


Рис. 2. Перепуск нижних геотермальных вод и одновременный отбор нефти и подошвенной воды через отдельные скважины:
1 - нефтедобывающая; 2 - водозаборная; 3 - перепускающая; 4 - пласт с геотермальной водой; 5 - нефтенасыщенный; 6 - подошвенный водонасыщенный; 7 - линия водонефтяного контакта; 8 - экранирующие глинистые пласты; 9 - известняки

Рис. 3. Перепуск нижних геотермальных вод и одновременно-раздельный отбор нефти и подошвенной воды через одну скважину:
1 - нефтедобывающая; 2 - водозаборная; 3 - перепускающая; 4 - пласт с геотермальной водой; 5 - нефтенасыщенный; 6 - подошвенный водонасыщенный; 7 - линия водонефтяного контакта; 8 - экранирующие глинистые пласты; 9 - известняки; 10 - пакер геотермальной перепускающей скважины; 11 - перфорированная труба; 12 - перфорационные отверстия; 13 - цельная труба (лифтовые трубы); 14 - пакер одновременно нефтедобывающей и водозаборной скважин

диентом) температур между подошвенной и верхней зонами. Регулируемое геотермальное заводнение по новой технологии эффективно и ускоренно

повышает температуру пласта, снижает вязкость нефти и увеличивает нефтеизвлечение. Бурение по одной или две геотермальной скважины для каж-

Таблица 2

Геолого-физическая характеристика месторождений высоковязких нефтей

Месторождение	Горизонт, год ввода в разработку	Средняя глубина залегания, м	Размер залежи, м		Тип		Пластовое давление, МПа		Режим залежи	Пластовая температура, °С	Текущий коэф. нефтеизвлечения, доли ед.
			ширина	длина	залежи	коллектора	начальное	текущее			
Ляльмикар	I - 1947	895	680	5800	Сводово-пластовый	Карбонатно-поровый	12-12,7	6-7	Газонапорный, упруговодонапорный	41-43	0,32
	II - 1948	900	-	-							
	III - 1949	920	600	6100							
	IV - 1954	930	280	6300							
	V - 1954	941	500	6300							
	VI - 1961	950	270	3000							
Кокайды	I - 1940	1204	820	7100	Пластовый сводовый	Карбонатно-поровый	12,3-13	8,5-9,1	Водонапорный	57-58	0,30
	II - 1939	1260	450	6000							
	III - 1939	1280	270	6600							
Хаудаг	I - 1947	260	600	4500	Пластовый сводовый, тектонически экранированный	Карбонатно-поровый, карбонатно-трещинный	1-1,5	0,7 - 0,9	Водонапорный	31-32	0,29
	II - 1948	280	450	3650							
	III - 1949	300	-	-							
	IV - 1954	320	-	-							
Амударья	I - 1947	1200-1250	720	4750	Пластовый сводовый	Карбонатно-трещинный	10	8	Упруговодонапорный	52	0,091
	II - 1948		600	4300			14	10			
	III - 1949		400	2800							
Коштар	Бухарские слои - 1967	1275	500	6500	Пластовый	Карбонатно-поровый	11	9,8	Водонапорный	57	0,26

дого месторождения с совмещенной этажностью, обустройство и осуществление РГТЗ пласта являются реальной инновационной технологией промышленного повышения нефтеизвлечения (табл. 2).

Зависимость кинематической вязкости от температуры исследовалась на примере сборной высоковязкой нефти для каждого месторождения (табл. 3), результаты представлены как средне-

тектонической и гравитационной активности в регионе возможно существование повышенного локального геотермического градиента со значением в пределах 0,04-0,06°С/м и более. В этом случае ресурсы геотермальных вод залегают, очевидно, на меньших глубинах. В связи с этим целесообразно проведение гидрогеологических изысканий для установления их ресурсов, физико-химически

Таблица 3

Характер изменения кинематической вязкости нефтей в зависимости от температуры

Месторождение	Температура, °С							
	30	40	50	60	70	80	90	98
	Кинематическая вязкость, сСт (10 ⁻⁶ м ² /с)							
Ляльмикар	480	230	98,3	62	45,1	37	15,2	8,7
Кокайды	360,4	205	140,8	101,6	62,2	40	30,3	19
Хаудаг	268,1	154	81,7	60,3	41,8	24,1	20,5	15,2
Амударья	4200	3600	1340	880	145	63,5	40,3	22
Коштар	410	198	122	94	60,2	31,4	20,7	12,1

взвешенное значение пяти измерений на капиллярном вискозиметре. Показано активное снижение вязкости всех исследованных нефтей до 60-70°С, далее темп уменьшается. Кинематические вязкости при 80-98°С соответствуют ньютоновским свойствам в пластовых условиях. Многократное повышение подвижности высоковязких нефтей при геотермальном заводнении с внутрипластовым перепуском теплоносителя обеспечивает практически пропорциональное увеличение гидропроводности пласта и продуктивности добывающих скважин. Существует реальная возможность с помощью данной технологии повысить нефтеизвлечение и темпы разработки залежей высоковязких нефтей при росте пластовой температуры до 80-95°С в ньютоновском режиме.

В регионе геотермальные воды температурой 120-180°С залегают на глубине до 3000-5000 м и расположены поэтажно с месторождениями. Учитывая процессы

свойств и геолого-физических характеристик водоносных горизонтов. Исследования залежей указывают на практическую однотипность месторождений высоковязких нефтей (сводово-пластовые и пластовые, коллекторы - карбонатно-поровые и трещинные, режимы дренирования пласта - упруго-водонапорные и водонапорные). Глубина залегания продуктивных пластов в пределах технологических возможностей - до 895-1275 м.

Необходимо выработать единую научно обоснованную концепцию эффективной реализации новой системы геотермального заводнения и повышения нефтеизвлечения в указанных залежах до 0,85-0,90. Это обеспечит прирост промышленно извлекаемых запасов нефти на них до 3-9 раз, снижение энергопотребления на подъем скважинной жидкости на 60-80%, в отдельных случаях - переход на фонтанный режим добычи нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алишаев М.Г., Розенберг М.Д., Теслюк Е.В. Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1985.
2. Чарьев О.М., Алиджанов Г.А., Арутюнов А.А., Ирматов Э.К. и др. Способ разработки нефтяной залежи. А.С. №754915, кл. E21B 43/24.
3. Чарьев О.М. Исследование эффективности прокачки горячей нефти по кольцевой системе // Опыт применения тепловых методов воздействия на пласт и призабойную зону скважин. М.: ВНИИОЭНГ, 1968.
4. Чарьев О.М. О влиянии эндогенных физических процессов в потоке на его температурный режим в стволе скважины // Изв. АН ТССР, серия физико-технических наук, 1970, №6.
5. Чарьев О.М., Акрамов Б.Ш. Технологии эффективного повышения нефтеизвлечения, основанные на внутренних ресурсах // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, 2006, №3.

Annotation

The state of oil recovery and development rates for fields of non-Newtonian oils is analyzed. Their geology - physical characteristics and reologic properties of oils are investigated. Innovation technology on the basis of use geothermal waters supplying increase in oil recovery and rates of development of considered fields in Uzbekistan.