



О РЕЗУЛЬТАТАХ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОАКТИВНОЙ ПОЛИМЕРНОЙ КОМПОЗИЦИИ

Б.А.Сулейманов¹, Я.А.Ляtifов², Х.М.Ибрагимов¹, Н.И.Гусейнова^{1*}

¹НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан; ²SOCAR, Баку, Азербайджан

Field Testing Results of Enhanced Oil Recovery Technologies Using Thermoactive Polymer Compositions B.A.Suleimanov¹, Ya.A.Latifov², Kh.M.Ibrahimov¹, N.I.Guseinova¹

¹«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan; ²SOCAR, Baku, Azerbaijan

Abstract

The paper considers the results of the field tests on enhanced oil recovery of stratified heterogeneous producing reservoirs with overflows using the technology of reservoir stimulation with the help of a thermoactive polymer composition. This technology allows limiting the movement of water in high permeability zones of the reservoir, correspondingly, to reduce water production in watered areas, improve oil displacement, and increase the final oil production factor using smaller volumes of the agent and with a slight change in injection pressure. Standard equipment and existing injection system are used for injection of chemical agents. Implementation of the technology was carried out on the test plots of the V block of the Neft Dashlary offshore field for the wells operating from the X horizon and of Pirallakhi onshore oil field for the wells operating from the productive horizon of the KS_n.

Keywords:

Thermoactive polymer composition;
Increase in stimulation coverage;
Stratified heterogeneous reservoir;
Intrastratal overflows;
Enhanced oil recovery;
Well interference.

© 2017 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Применение вторичных методов добычи нефти приводит к извлечению только 30-40 процентов первоначальных геологических нефтяных запасов. Чаще всего, столь низкие показатели объясняются неоднородностью распределения фазовой проницаемости пород продуктивного пласта, имеющего слоистую структуру, что приводит к образованию застойных зон – ловушек нефти и слабому вытеснению нефти.

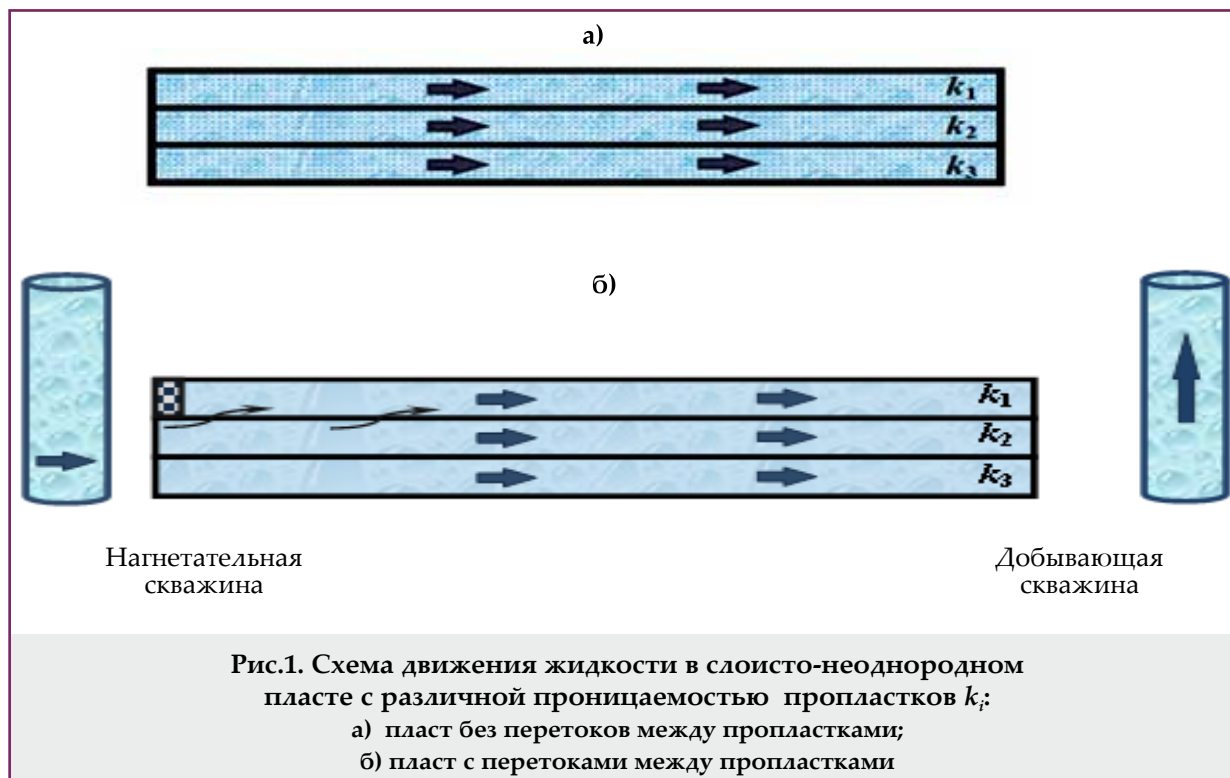
В нефтепромысловой науке разработаны композиционные составы из полимеров для воздействия на пласт. Адсорбция полимеров на стенки пор постепенно изменяет гидравлический поровый радиус, целенаправленно корректируя проницаемость пород пласта. В результате изменения вязкости воды меняется подвижность воды в резервуаре [1].

Но, наряду с преимуществами, у процесса полимерного заводнения есть ряд недостатков. Так, многие полимеры чувствительны к минеральному составу пластовой воды, пластовой

температуре, деформационным изменениям пород. Есть также ограничения, связанные с проведением процесса воздействия. Так как для воздействия используются растворы, вязкость которых, как правило, больше вязкости нагнетаемой воды в несколько раз, возникает дополнительный риск вынужденной остановки процесса закачки и деградации полимера. При низком значении вязкости закачиваемой жидкости и перепадах пластовой температуры эффективность процесса вытеснения уменьшается. Кроме того, высокая вязкость полимерного раствора ограничивает скорость закачки при любом давлении нагнетания. Этот фактор снижает степень продвижения раствора вглубь пласта. В связи с этим, использование большинства полимеров эффективно в однородной пористой среде, где нет перетоков (рис.1а).

Как известно, перетоки жидкости в слоисто-неоднородном пласте из одного слоя в другой происходят в связи с наличием гидродинамической связи между ними. При наличии перетоков, активизация полимерного раствора в близкой окрестности скважины создает различные перепады давления между пропласт-

*E-mail: nahide.huseynova@socar.az
<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20170300320>



ками и стволом скважины. В результате этого, пластовая жидкость способна обогнуть образовавшееся полимерное препятствие, выбрав для движения путь с наименьшим сопротивлением (рис.1б). В зависимости от соотношения давления между пропластками, перетоки жидкости могут происходить из нижних пропластков в верхние, или наоборот. Наличие перетоков жидкости между слоями снижает эффективность полимерного воздействия, даже не смотря на то, что для приготовления композиций, как правило, задействованы дорогостоящие мономеры или производственные процессы. Все это сильно ограничивает выбор жизнеспособных технологий.

Очевидно, что для ограничения водопритока к скважинам и повышения добычи нефти в слоисто-неоднородных пластах, предпочтительно применение технологически более эффективного подхода к воздействию на пласты. Это может быть достигнуто путем использования мало вязкой нефтерастворимой жидкости, которая способна продвигаться глубоко в пласт и перестроиться в высоковязкую фазу, блокирующую движение пластовой воды, как можно дальше от ствола скважины. То есть, необходима такая система, в которой, в зависимости от концентрации входящих в состав элементов, используемых для уменьшения водопроницаемости пластовой среды, основная часть закачиваемого агента используется для создания длительного эффекта и впоследствии не возвращается обратно с водой. Выше перечисленные свойства присущи технологиям воздействия на пласт, основанным на использовании термоактивных полимеров [2,3].

1. Использование термоактивной полимерной композиции для воздействия на пласт на выделенном участке месторождения

Технологии воздействия на пласт с использованием термоактивных полимеров предназначены для вытеснения нефти за счет многократного расширения частиц рабочего агента, добавляемого в нагнетаемую в пласт воду. При контакте с водой в пластовых условиях полимер многократно увеличивается в объеме. Впервые этот тип заводнения применен на месторождении «Минас» в ноябре 2001 г. [4].

В качестве рабочего агента, используются нефтерастворимые частицы термоактивного полимера, которые активизируются при заводнении пластов с температурным градиентом. Если рабочий агент вводится в продуктивные пласты вместе с инвертированным поверхностно-активным веществом (ПАВ, дисперсант), смешанным в закачиваемой воде происходит незначительное увеличение вязкости раствора. Спустя некоторое время, после закачки водного раствора в пласт, частицы полимера под влиянием пластовой температуры расширяются, постепенно увеличивая свой первоначальный объем в несколько раз. За это время, закачиваемая вода, содержащая полимерные частицы, успевает перенаправиться в неохваченные воздействием зоны. Если эти зоны богаты нефтью, увеличение охвата продуктивных скважин и изменение профиля движения воды в пласте ведет к получению добавочной нефти и увеличению нефтедобычи. Для разных диапазонов пластовой температуры и минерализации пластовой воды используются различные модифи-

кации термоактивных полимеров.

Таким образом, применение технологии, основанной на использовании термоактивных полимеров, направлено на ограничение движения воды в высокопроницаемых зонах слоисто-неоднородных пластов и, соответственно, на снижение добычи воды на обводненных участках, улучшение нефтевытеснения и повышение конечного коэффициента нефтедобычи.

В связи тем, что термоактивные полимеры увеличиваются в объеме в глубине пласта, эффективность воздействия на пласт достигается при использовании меньших объемов агента и при незначительном изменении давления нагнетания, что немаловажно при учете ограничений, накладываемых на методы увеличения нефтеотдачи, используемые в условиях моря.

Технологический процесс легко реализуется, так как для закачки химических агентов используется стандартное оборудование и существующая система нагнетания. При этом не требуется остановка скважин.

В данной статье изложен опыт и результаты применения технологии вытеснения нефти с использованием термоактивной полимерной композиции на двух опытных участках нефтяных месторождений Азербайджана.

2. Результаты применения технологии на опытном участке V блока морского месторождения «Нефт Дашлары»

Первая реализация технологии была проведена на опытном участке V блока морского месторождения «Нефт Дашлары» для скважин, работающих с X горизонта в августе 2015 года.

Предварительно, основываясь на накопленном опыте по выбору действенных методов воздействия на пласты с целью повышения нефтеотдачи, был проведен комплекс исследовательских и организационных работ по выбору подходящего опытного участка [5-8]. Сопутствующее исследование пластов включало в себя оценку массива промысловых данных и данных о пласте, проведение лабораторных анализов и численного моделирования, а также разработку плана проведения мероприятия, для обеспечения положительных результатов. Выбор опытного участка осуществлялся на основе следующих исследований:

1. На различных участках, подходящих для внедрения по условиям нагнетательной системы, исследовались состав и свойства добываемых флюидов и адсорбционные свойства пород. Проводились лабораторно-экспериментальные работы по тестированию состава для нагнетания в пласт.
2. На основе промысловых данных осуществлялось симуляционное моделирование пластовых термо- и гидродинамических процессов каждого из участков-претендентов при использовании в качестве закачиваемого агента морской воды и компози-

ционной смеси. Проводился предварительный сравнительный анализ перераспределения пластового давления и относительных фазовых проницаемостей по воде и нефти, по композиционной смеси и нефти.

3. Выполнимость технологии воздействия на пласт с использованием термоактивной полимерной композиции оценивалась на основе проверки соответствия производственных данных основным и вспомогательным критериям метода.

Эксперименты по изучению динамики изменения вязкости выбранной модификации термоактивного полимера и дисперсанта при различных концентрациях и температурах, показали, что смешанные в определенной концентрации, они соответствуют пластовым условиям V блока месторождения «Нефт Дашлары» для скважин, работающих с X горизонта.

После принятия окончательного решения, был разработан план проведения воздействия, согласованного с характерными особенностями участка закачки, уточнением объема и концентрации закачиваемого раствора, что отражено в разработанном технологическом регламенте TR 1669347-88-2014 [9]. В план мониторинга, проводимого после воздействия, для обновления адаптационной модели входит сбор и интерпретация данных об изменении объема добычи, давления, фазовой проницаемости на исследуемом участке, а также каротажные исследования нагнетательной скважины, через которую проводится закачка раствора в пласт. Интерпретация геофизических результатов производится в соответствии с методикой, изложенной в [10].

Для определения объема закачки, на линейной модели были проведены лабораторные исследования по вытеснению остаточной нефти с помощью композиционной смеси, состоящей из рабочего агента, дисперсанта и морской воды. Результаты показали, что для пластовых условий исследуемого горизонта наиболее подходящей добавкой к закачиваемой воде является композиция в следующем соотношении: рабочий агент 0.5%, дисперсант -1/3 от его объема. Применение состава в лабораторных условиях позволило снизить проницаемость по воде почти в 2 раза. В таблице 1 представлены значения плотности и

Температура, °C	25	40	50
Физические свойства композиционной смеси			
Плотность, кг/м ³	1011	1011	1011
Динамическая вязкость, Па · с	0.0034	0.00301	0.002157

Таблица 2

Результаты лабораторных исследований по вытеснению остаточной нефти с помощью композиционной смеси

Объем пор, см ³	Проницаемость, мкм ²	Начальная нефтенасыщенность, см ³ (%)	Объем нефти, вытесняемый водой, см ³ (%)	Объем остаточной нефти, см ³ (%)	Объем закачиваемой композиции, см ³ (%)	Конечный коэффициент вытеснения, доля ед.	Объем вытесненной нефти, %	Вторичная проницаемость, мкм ²	Отношение первичной и вторичной проницаемости
290.5	29	223.7 (77)	121.2 (54)	102.5 (46)	72.6 (25)	0.61	16.9	15.8	1.84

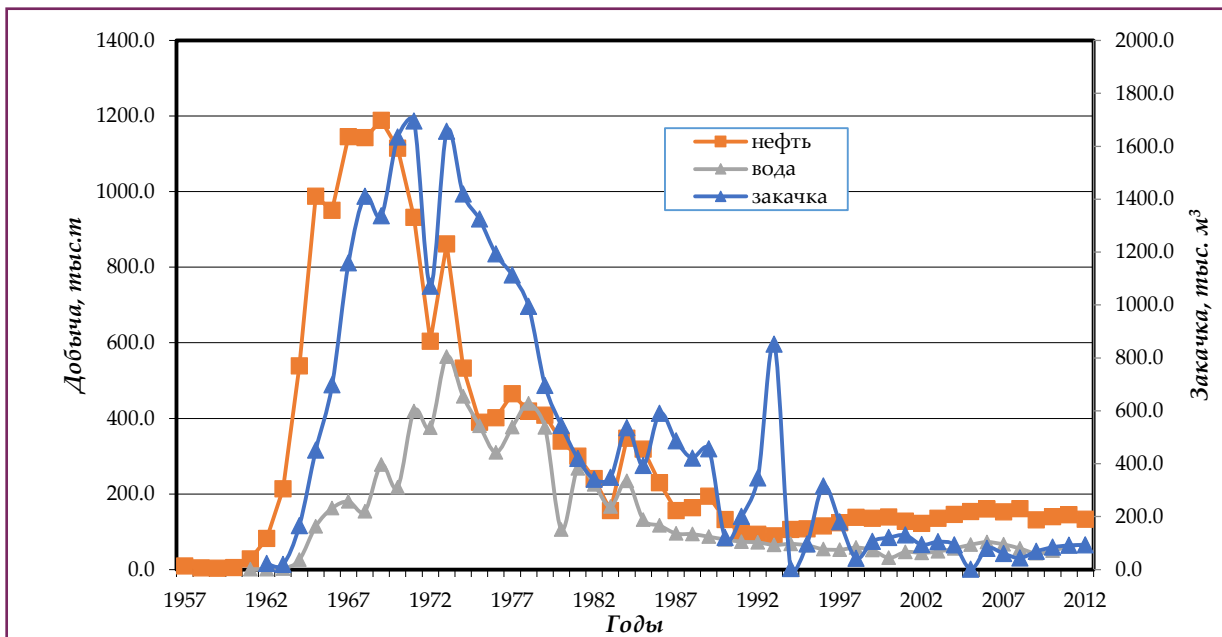


Рис.2. История разработки месторождения «Нефт Дашлары» (10 горизонт)

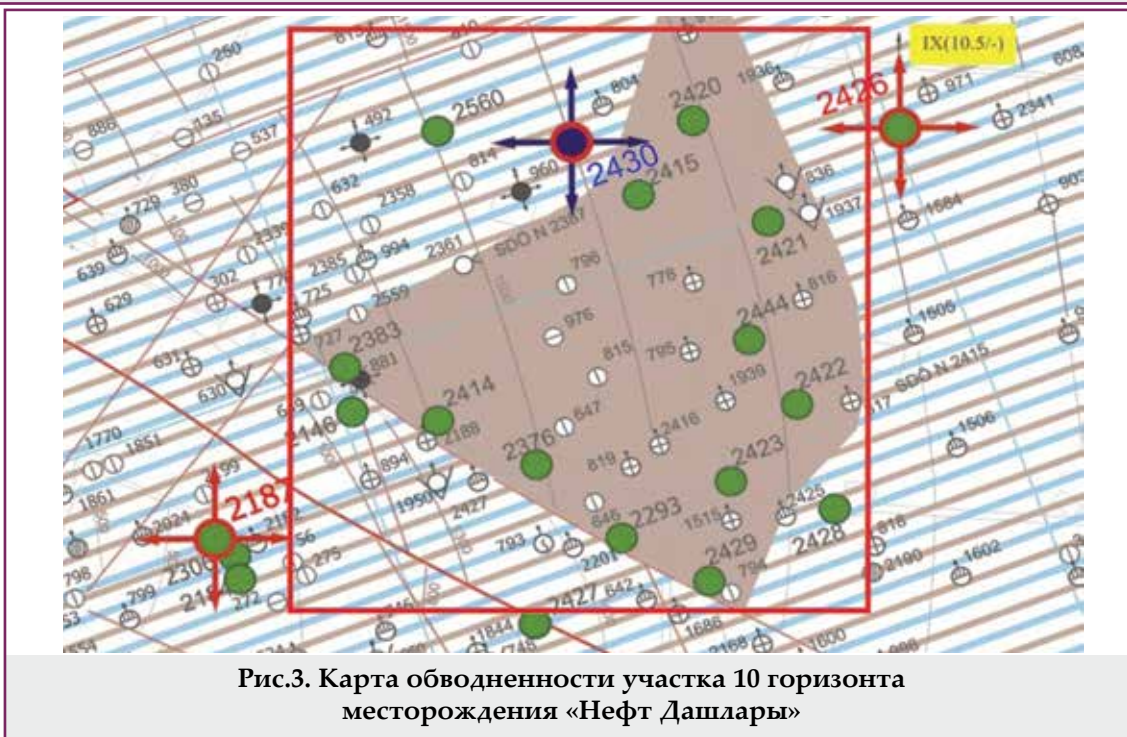
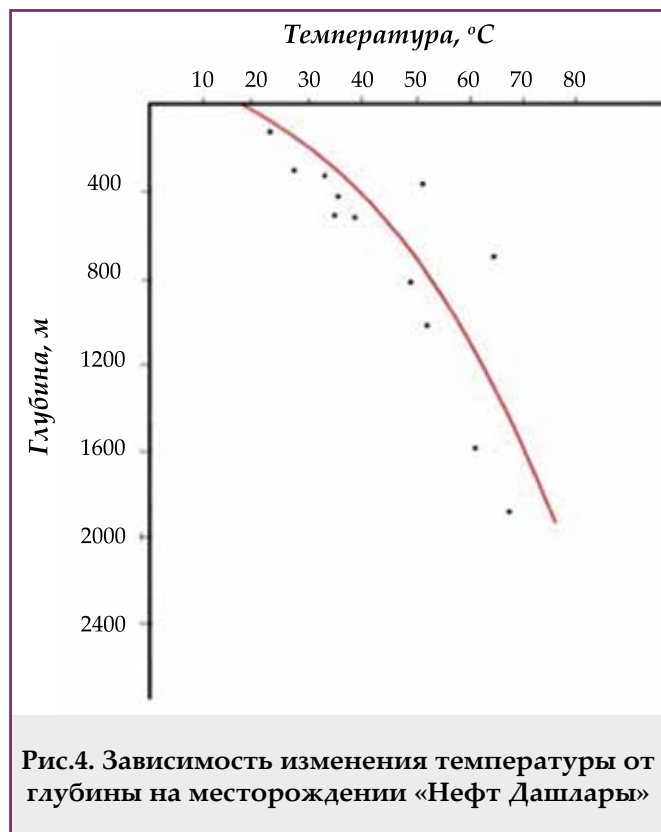


Рис.3. Карта обводненности участка 10 горизонта месторождения «Нефт Дашлары»



вязкости композиционной смеси при различных значениях температуры. Результаты эксперимента приведены в таблице 2.

Дадим краткую характеристику объекта, выбранного для воздействия.

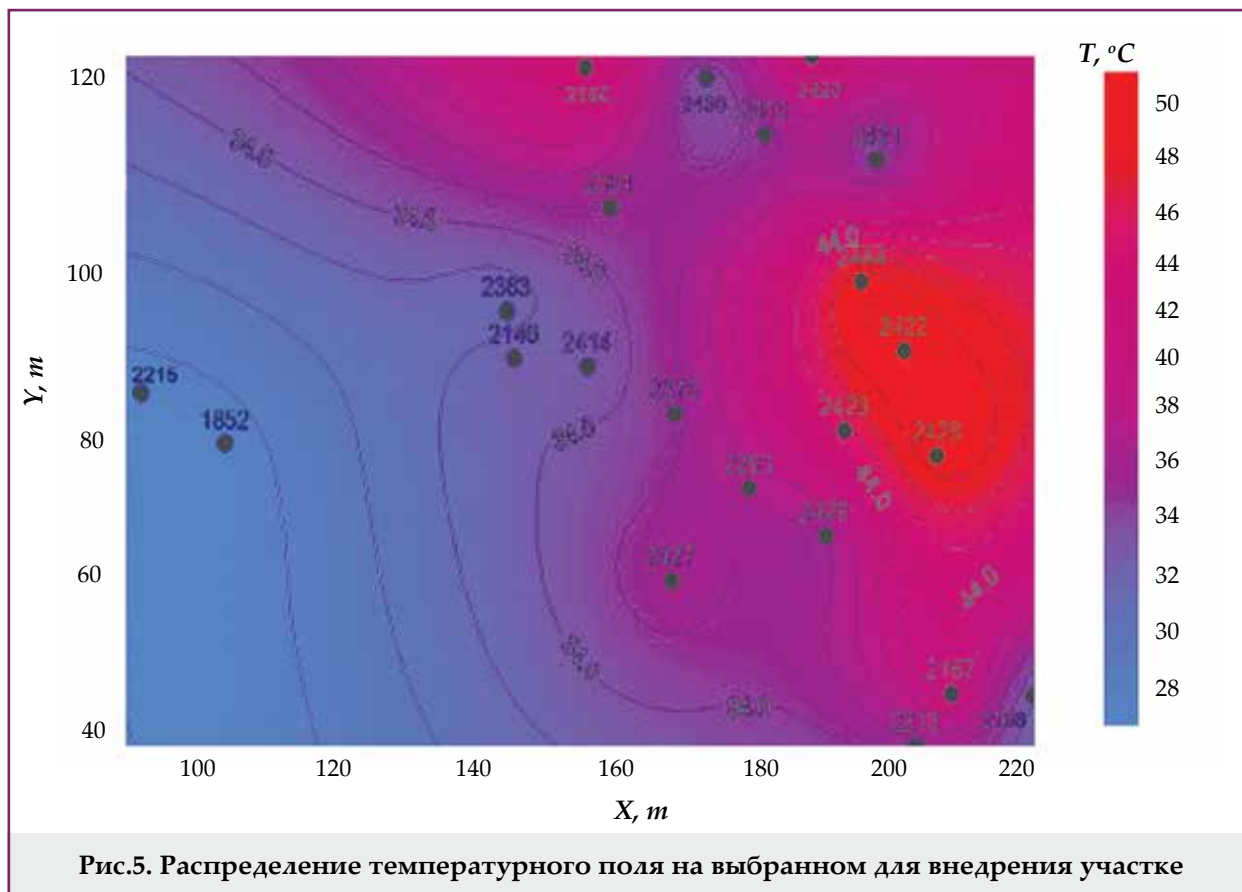
X горизонт месторождения «Нефт Дашлары» разрабатывается с 1957 по настоящее время. Горизонт состоит из песчаных отложений, пере-

межающихся глинистыми пропластками. На рисунке 2 представлена динамика показателей разработки данного объекта эксплуатации. На рисунке 3 представлена карта обводненности X горизонта месторождения «Нефт Дашлары». Красным квадратом на карте выделен участок, выбранный для проведения воздействия на пласт. По предварительным оценкам фильтрационного состояния рассмотренных участков пласта, он оказался наиболее перспективным.

Для предварительной оценки текущего термодинамического и фильтрационного состояния пласта и взаимосвязей между его участками, использовались данные об изменении пластовой температуры с глубиной и показатели продуктивности скважин на выделенном участке за период июль-август 2015 года, мониторинг процесса проводился с сентября 2015 по ноябрь 2016 года.

Вода, закачиваемая в нефтяные пласты, часто холоднее, чем породы пласта. Это приводит к образованию температурного фронта. Чтобы выявить потенциальные зоны образования водоблокирующего состава, в которых закачанный в пласт полимер будет в полной мере реагировать с пластовой средой, по промысловым замерам температуры на месторождении (рис.4) построена карта распределения пластовой температуры (рис.5).

В соответствии с этой картой, температура в пласте на выделенном участке меняется в диапазоне между 20-60 °С. Данные о времени набухания частиц термоактивного полимера при различных температурах приведены в таблице 3. Таким образом, после закачки композиционного



Температура, °С	20	50	70	90	100
Время набухания, дни	~400	54	14	~3.5	~1.8

состава на опытном участке, изменение состояния пласта следует ожидать приблизительно через 1-2 месяца после начала воздействия на пласт. Воздействие постепенно в течение нескольких месяцев распространяется по пласту. Распределение температурного поля в окрестности нагнетательной скважины создает условия для неравномерного продвижения закачиваемой жидкости вглубь пласта. В тех направлениях, где температура ниже, а проницаемость выше, жидкость может продвинуться достаточно далеко.

Следующим этапом предварительных исследований было проведение количественной оценки перераспределения пластового давления на выделенном участке, происходящего за счет совместной работы добывающих и нагнетательной скважин. Расчеты, проведенные в соответствии с методикой, изложенной в [5], показали, что закачка композиционной смеси в пласт позволяет увеличить пластовое давление на опытном участке в среднем на 0.45 МПа, тогда как тот же объем воды, в среднем, поднимет давление на опытном участке пласта на 0.1 МПа.

Для оценки направления глубины проникновения композиции по простиранию пласта, в соответствии с методами, изложенными в [6-8], проведены расчеты относительных фазовых проницаемостей (ОФП) по воде, нефти и композиционной смеси, функций тока, эквипотенциалей, скорости фильтрации и их градиентов по про-

стиранию пласта и построены карты их распределения (рис.6-12). Исходные данные, используемые при расчетах, представлены в таблице 4.

Визуализация расчетных значений вышеперечисленных показателей на период до проведения воздействия пласт, показала, что ОФП по воде на выделенном участке имеет низкие значения (рис.6а). Именно по этой причине, процент воды в продукции скважин на участке невысокий. Проницаемость по нефти имеет высокие значения, что позволяет предположить на исследуемом участке наличие подвижных нефтяных запасов (рис.6б). ОФП по композиционной смеси почти в 2 раза выше, чем по воде (рис.7а). Поэтому ее применение может увеличить подвижность нефти на данном участке (рис.7б). Таким образом, можно сделать вывод о том, что закачка композиционной смеси в пласт на выбранном для воздействия участке более эффективна, чем нагнетание морской воды.

На выделенном участке есть активные и пассивные гидродинамические зоны (рис.8). Среди них есть зоны, имеющие высокий потенциал нефтедобычи (рис.9). Некоторые пассивные в гидродинамическом отношении зоны накладываются на зоны с высокой пластовой температурой. Если в этих зонах, закачиваемая в пласт жидкость имеет сравнительно низкую скорость фильтрации (рис.10а), то под действием температуры в этой зоне будет происходить более интенсивное набухание полимерных частиц.

В результате, в высокопроницаемых зонах уменьшится проходимость закачиваемой жидкости, что вынудит ее перенаправиться в низкопроницаемые зоны (рис.10б). В зонах с высоким потенциалом нефтедобычи, изменение направления движения жидкости должно способствовать лучшему вытеснению нефти и увеличению дебита скважин. Процесс должен сопровождать-

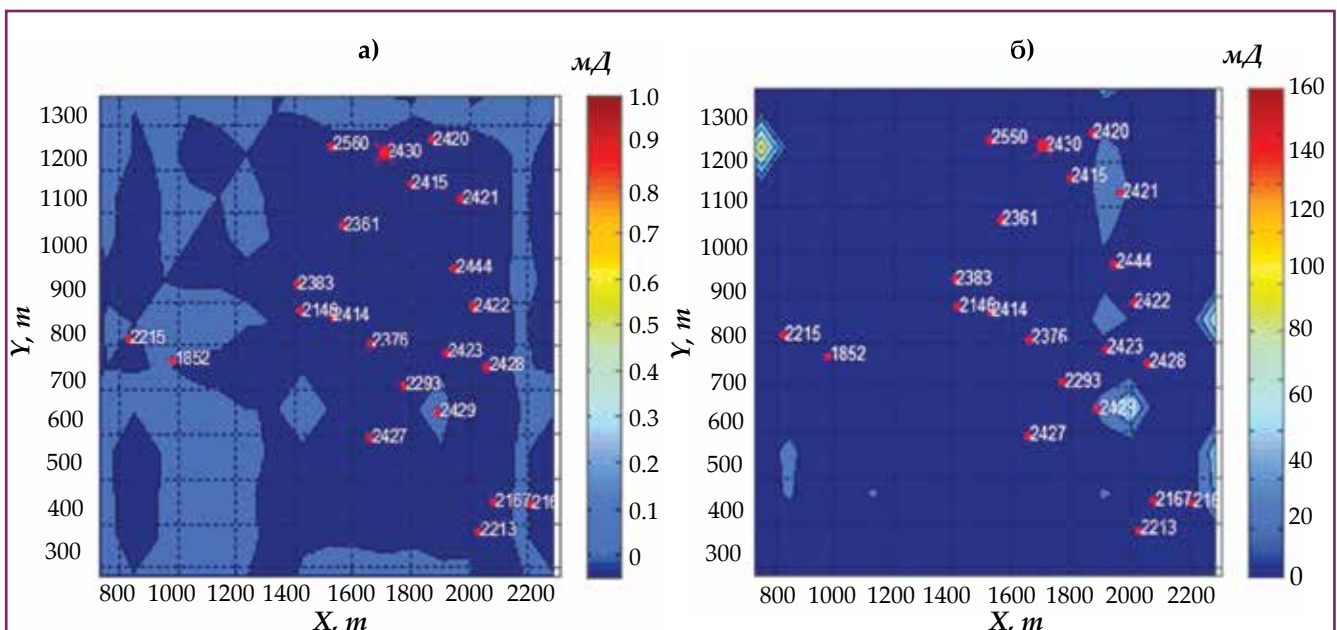


Рис.6. Расчетное распределение фазовых проницаемостей на опытном участке при закачке воды: а) по воде; б) по нефти

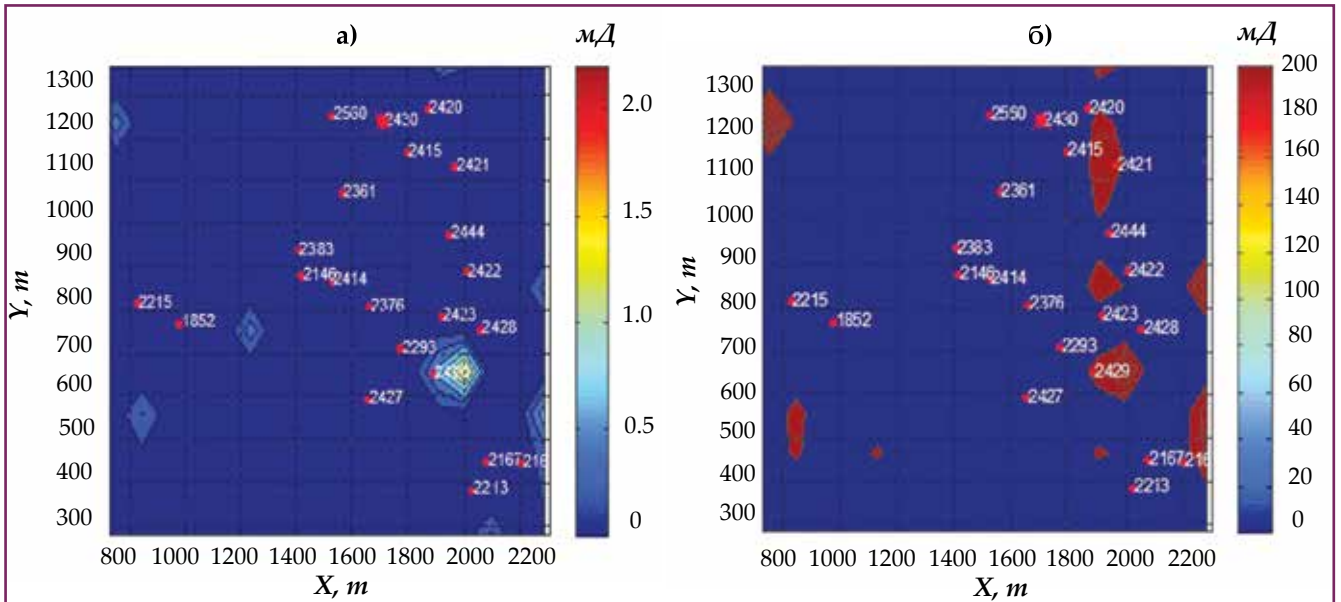


Рис.7. Расчетное распределение фазовых проницаемостей на опытном участке при закачке композиционной смеси: а) по раствору; б) по нефти

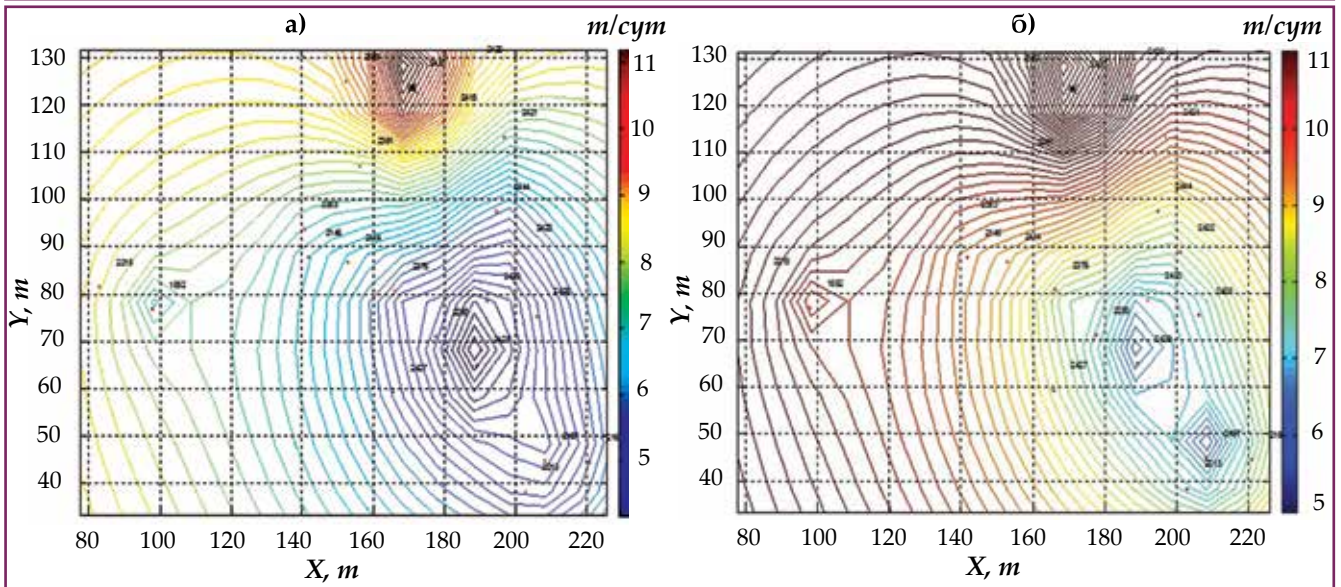


Рис.8. Распределение линий тока на выбранном для внедрения участке: а) до начала воздействия на пласт (август); б) после воздействия на пласт (ноябрь)

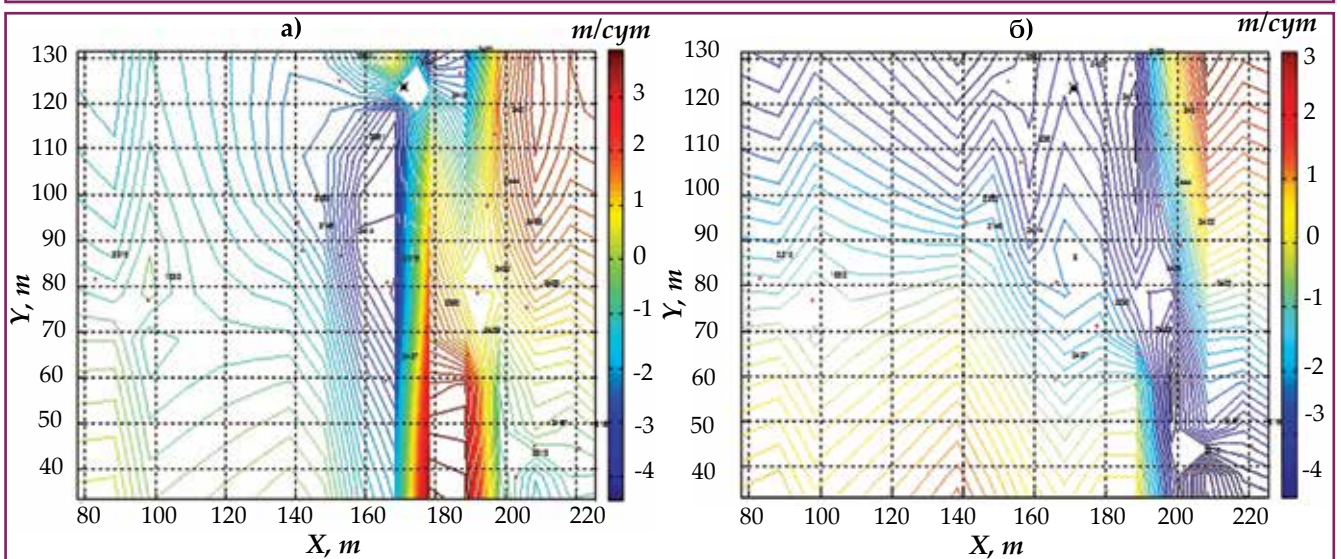


Рис.9. Распределение линий эквипотенциалей на выбранном для внедрения участке: а) до начала воздействия на пласт (август); б) после воздействия на пласт (декабрь)

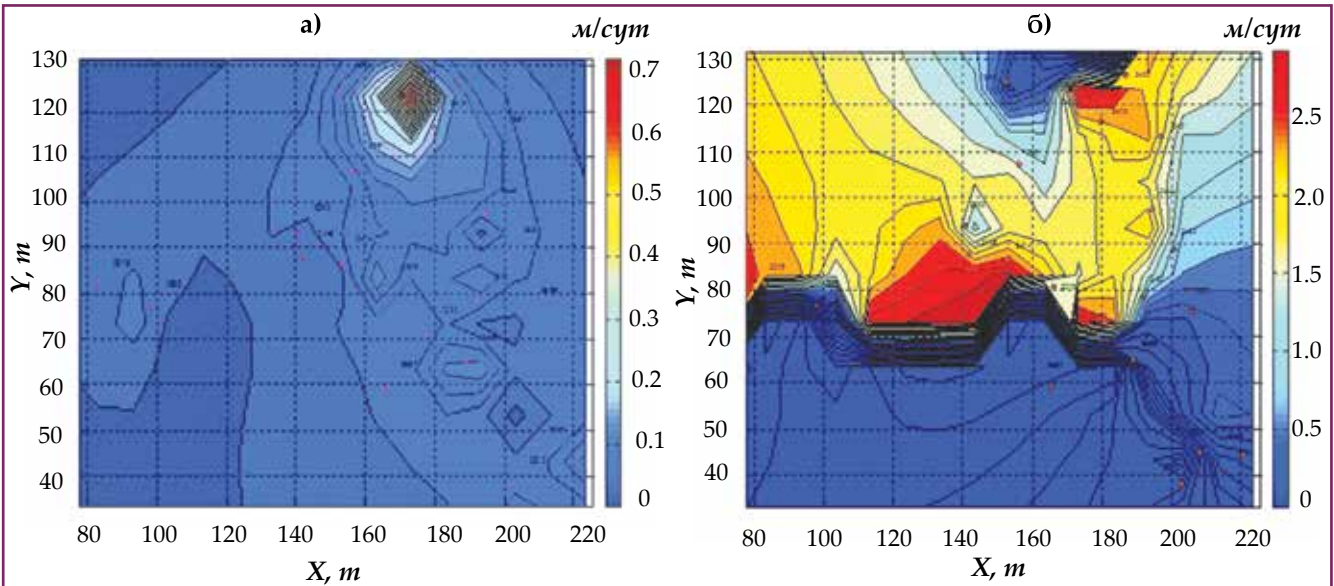


Рис.10. Поле скоростей фильтрации пластовой жидкости на выбранном для внедрения участке: а) до начала воздействия на пласт (август); б) после воздействия на пласт (декабрь)

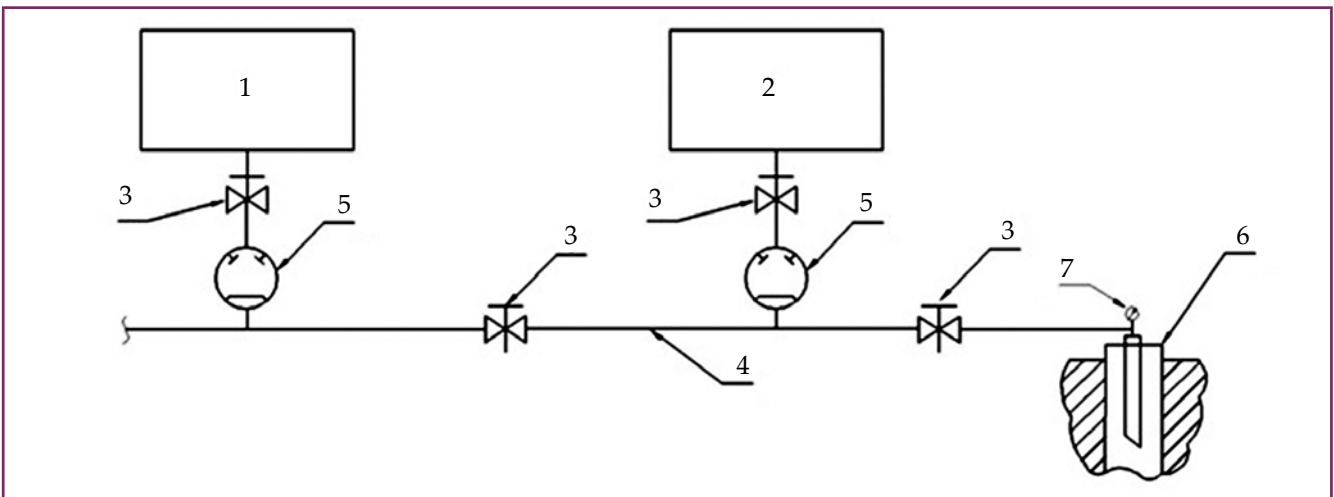


Рис.11. Схема размещения техники на приустьевой площадке нагнетательной скважины, используемой для воздействия на пласт термоактивной полимерной композицией: 1 - емкость для хранения дисперсанта; 2 - емкость для хранения термополимера; 3 - задвижки; 4 - водонагнетательная линия; 5 - дозаторный насос; 6 - нагнетательная скважина; 7 - манометр

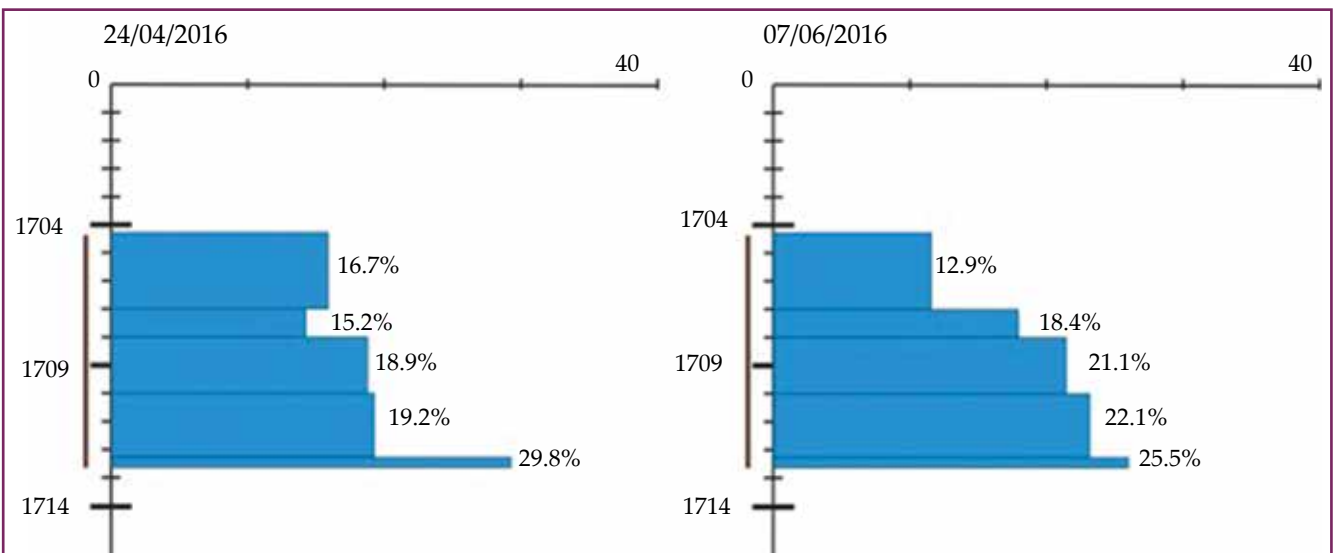


Рис.12. Геофизическая информация о приемистости нагнетательной скважины

Таблица 4

Исходные данные, используемые при расчетах гидродинамических характеристик пласта на опытном участке

№	Добыча за рассматриваемый период		Условная координата		Фильтр $F, \text{ м}$	Глубина по стволу $L, \text{ м}$	Глубина по вертикали $H, \text{ м}$	Температура $T, \text{ }^\circ\text{C}$
	Нефть	Вода	$X, \text{ м}$	$Y, \text{ м}$				
	$Q_{н}, \text{ т}$	$Q_{в}, \text{ м}^3$						
2430	0	-147*	170.83	123.60	13	1706.50	250	33.23
2415	5.00	0	179.74	116.37	9	1741.25	295	35.34
2420	16.68	0	186.98	126.46	22	1846	510	43.87
2560	7.68	0	152.49	124.95	11	1521.50	530	44.57
2361	5.00	0	156.19	107.12	8	1465.25	305	35.82
2428	7.00	4	205.99	75.33	12	1734	745	50.88
2429	18.77	0	189.00	65.07	5	1702.50	310	36.05
2423	22.00	0	191.86	78.52	10	1712	550	45.19
2422	18.00	0	200.94	88.78	36	1727	770	51.54
2444	23.00	0	194.55	97.53	14	1729	745	50.88
2421	23.00	0	196.90	113.17	20	1780	260	33.71
2293	15.00	0	177.39	71.12	54	1598	340	37.37
2376	0	0	166.11	80.71	5	1702.50	300	35.59
2414	2.00	0	152.82	86.77	8	1377	250	33.22
2146	0.50	3	141.72	87.78	6	752	245	32.97
2383	7.71	0	140.54	93.83	10	1345	215	31.44
2427	1.00	0	165.61	59.35	12	1263	330	36.94
2215	7.74	0	82.83	81.55	64	556	135	26.99
1852	4.23	0	97.81	76.84	3	541.50	140	27.28

*) нагнетательные скважины приняты за источник ($Q < 0$), добывающие скважины - за стоки ($Q > 0$).

ся перераспределением пластового давления в зонах репрессии скважин.

Воздействие было начато в середине августа 2015 года через единственную на данном участке нагнетательную скважину. Для воздействия на пласт была использована вспомогательная техника в соответствии со схемой (рис.11). В связи с выходом из строя центрального насоса, закачка жидкости в пласт была остановлена в середине октября 2015 года. Таким образом, воздействие на пласт с помощью предлагаемой технологии продолжалось меньше двух месяцев. Однако, мониторинг динамики добычи на опытном участке в последующие месяцы показал, что даже при таком малом периоде, воздействие на пласты с помощью применяемой технологии было успешным. Под воздействие попала 21 добывающая скважина, причем наиболее результативные показатели были получены не на близлежащих, а на скважинах, расположенных на значительном расстоянии от нагнетательной. Анализ полученных результатов показал точность проведенных прогнозных расчетов. Скважины, находящиеся в выгодном гидро- и термодинамическом положе-

нии улучшили свои показатели по нефти и воде. Спустя 1.5 месяца с начала воздействия суточный прирост нефти на выделенном участке составил 20 т, однако затем темп добычи нефти снизился. За период с января по март 2016 года средняя скорость падения добычи на рассматриваемом участке составила 3.4 т/месяц.

Начиная с апреля 2016 года, на данном участке было возобновлено воздействие на пласт с помощью технологии использования термоактивного полимера. Однако в связи с трудностями поставки реагентов к скважине, связанными с неудовлетворительными погодными условиями, и возникновением технических проблем с нагнетательной скважиной, процесс закачки проводился нерегулярно. В этот же период в связи с образованием пробки, была проведена кислотная обработка призабойной зоны нагнетательной скважины. На основе каротажа, был проведен анализ приемистости нагнетательной скважины. Результаты анализа приведены на рисунке 12. Было выявлено, что в результате применения термоактивной технологии увеличился охват воздействием по вертикали пласта.

В период с июня по июль 2016 года, когда закачка реагента была уже прекращена, но продолжалась закачка воды, скорость падения добычи нефти увеличилась и составила 9 т в месяц.

В период закачки реагента отмечены следующие изменения нефтеотдачи и воды в добываемой продукции:

- повышение дебита нефти отмечено на 4-х добывающих скважинах
- дебит нефти не изменился на 5 добывающих скважинах
- дебит нефти незначительно уменьшился на 6 добывающих скважинах (≤ 1 т)
- дебит нефти значительно уменьшился 6 добывающих скважинах (≤ 3 т)
- нет воды в продукции – 14 скв., объем добываемой воды не изменился на 2 скв., уменьшился - 2 скв., увеличился - 2 скв.

На рисунке 13 представлена динамика добычи нефти и воды на участке воздействия.

Анализ выше указанных данных показал, что закачка реагента позволяла поддерживать уровень нефтедобычи, отсутствие привело к снижению добычи нефти и увеличению добычи воды.

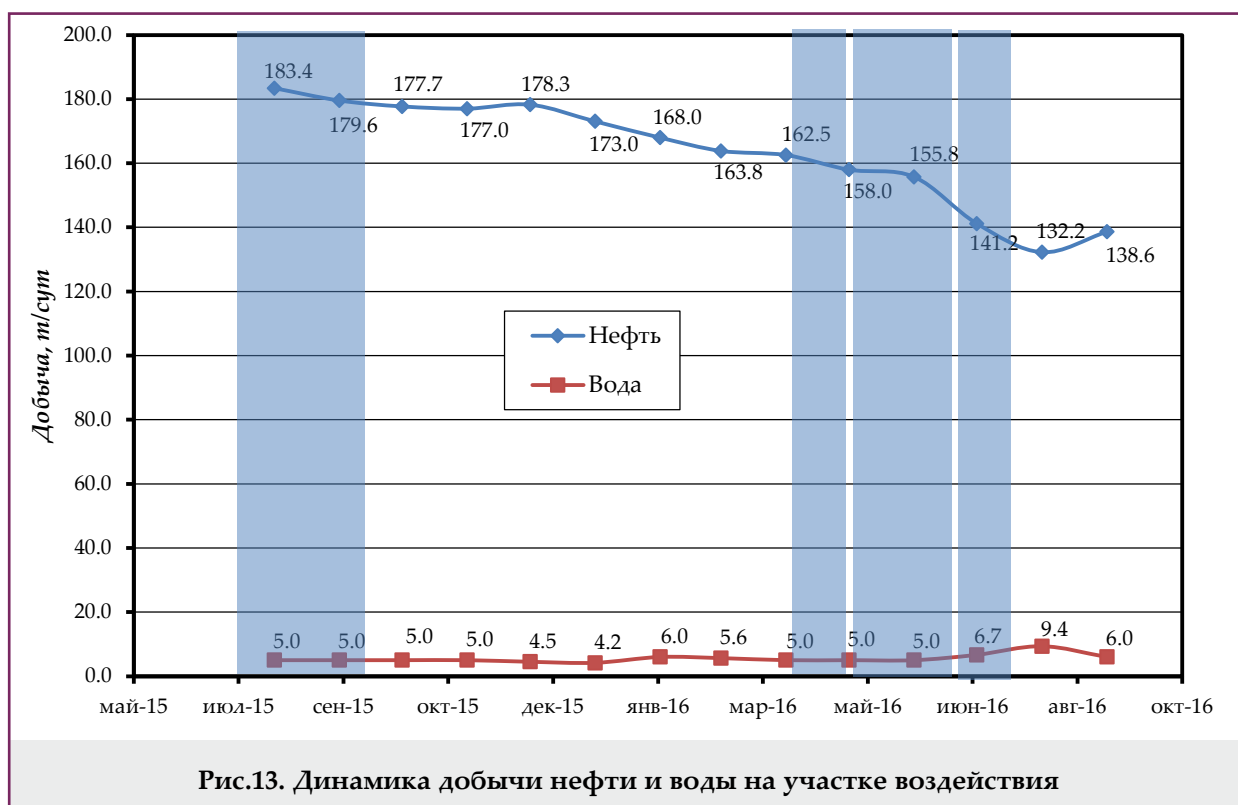
Анализ линий тока на выделенном участке, соответствующий этому периоду показал, что, воздействие закачиваемого реагента несколько сместилось: с одной стороны к участку расположения группы скважин, на которых наблюдалось повышение нефтеотдачи, с другой стороны, к участку расположения скважин, не входящих в список исследуемых. Поэтому, в настоящее время возникла необходимость в сборе данных по этим скважинам. После получения необходимых сведений, гидродинамический анализ будет проведен повторно.

Изменение линий эквипотенциалей показало, что в период закачки реагента, на участке были активные и пассивные участки фильтрации, как по нефти, так и по воде. В тоже время наблюдалась динамика пластовой воды из соседних обводненных участков, что создавало угрозу обводнению скважин, находящихся в пограничных зонах. В связи с тем, что закачка реагента не проводилась регулярно, оказать воздействие на этот процесс не представилось возможным. Воздействовать на процесс можно было бы при наличии более удобно расположенной нагнетательной скважины, ближе расположенной к границе с обводняющимся участком, при наличии благоприятного направления потока и температуры пласта в этой зоне.

Таким образом, композиция, приготовленная на основе смеси термоактивного полимера и ПАВ в определенной пропорции, хорошо подходит для заводнения слоисто-неоднородных пластов с температурным градиентом. В результате ее применения увеличивается охват участка воздействием, как по простиранию, так и по мощности пласта. Мониторинг фильтрационных характеристик пласта позволяет управлять профилем продвижения смеси в пласте. Также есть возможность прогноза зон, в которых нет условий для распространения и реагирования агента.

3. Результаты применения технологии на опытном участке нефтяного месторождения на суше «Пираллахи»

Вторая реализация технологии была проведена на опытном участке нефтяного месторождения на суше «Пираллахи» для скважин, работающих с продуктивного горизонта КС_в.



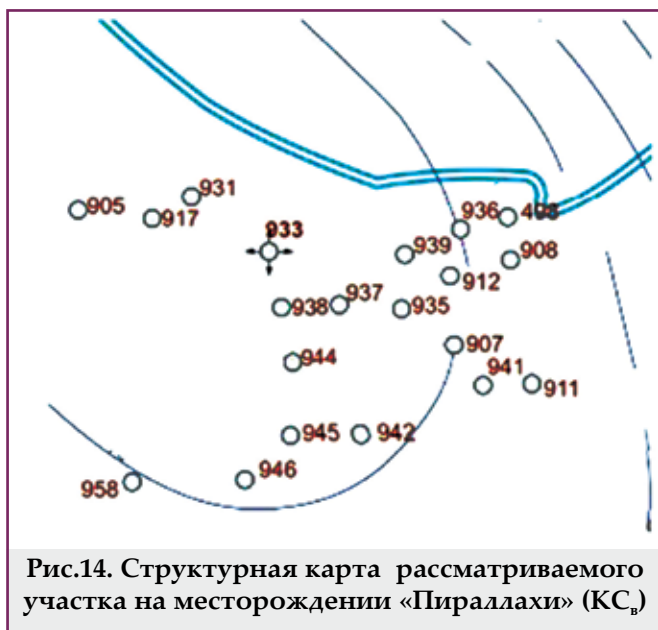


Рис.14. Структурная карта рассматриваемого участка на месторождении «Пираллахи» (КС_v)

в январе 2017 года. Дадим краткую характеристику, как участка, так и самого результатов проведения процесса воздействия.

Разработка и эксплуатация месторождения «Пираллахи» была начата еще в начале прошлого века. Нефтеносными являются нижние отделы продуктивной толщи месторождения, а именно кирмакинская и подкирмакинская свиты. На выбранном участке эксплуатируются 20 скважин, из них одна – нагнетательная (рис.14). Добывающие скважины разрабатывают верхние отделы кирмакинской свиты (КС_v) [11]. Участок воздействия был выбран в соответствии со схемой приведенной выше. На основе аппроксимации фактических результатов замера температур на скважинах (рис.15) для выбранного участка была построена карта

распределения температурного поля (рис.16). Предварительно был проведен анализ распределения гидродинамических характеристик продуктивного пласта, который показал, что к текущему периоду времени, распределение закачиваемой в пласт воды имело неоднородный характер (рис.17а). Хотя коэффициент охвата участка заводнением составлял 0.45, водное воздействие охватывало зоны участка с минимальным количеством расположения скважин. Воздействие на зоны расположения большинства скважин подвергались минимальному воздействию. Воздействие с использованием термоактивной полимерной композиции было начато в середине февраля 2017 года и проводилось в течении месяца. В сутки к закачиваемой в пласт воде добавлялось около 30 тон композиционной смеси термоактивного полимера и ПАВ. В результате этого к марту 2017 года охват участка воздействием стал более равномерным (рис.17б). Установившееся за период разработки участка фильтрационное поле изменилось. Изменились дебиты скважин по нефти и воде:

Дебит нефти:

- Увеличился – 7 скв;
- Уменьшился – 11 скв;
- Не изменился – 1 скв

Дебит воды:

- Увеличился – 12 скв;
- Уменьшился – 3 скв;
- Не изменился – 4 скв.

Количественный анализ распределения линий тока по участку воздействия показал необходимость увеличения объема закачиваемой смеси. В настоящее время процесс воздействия на пласт продолжается.

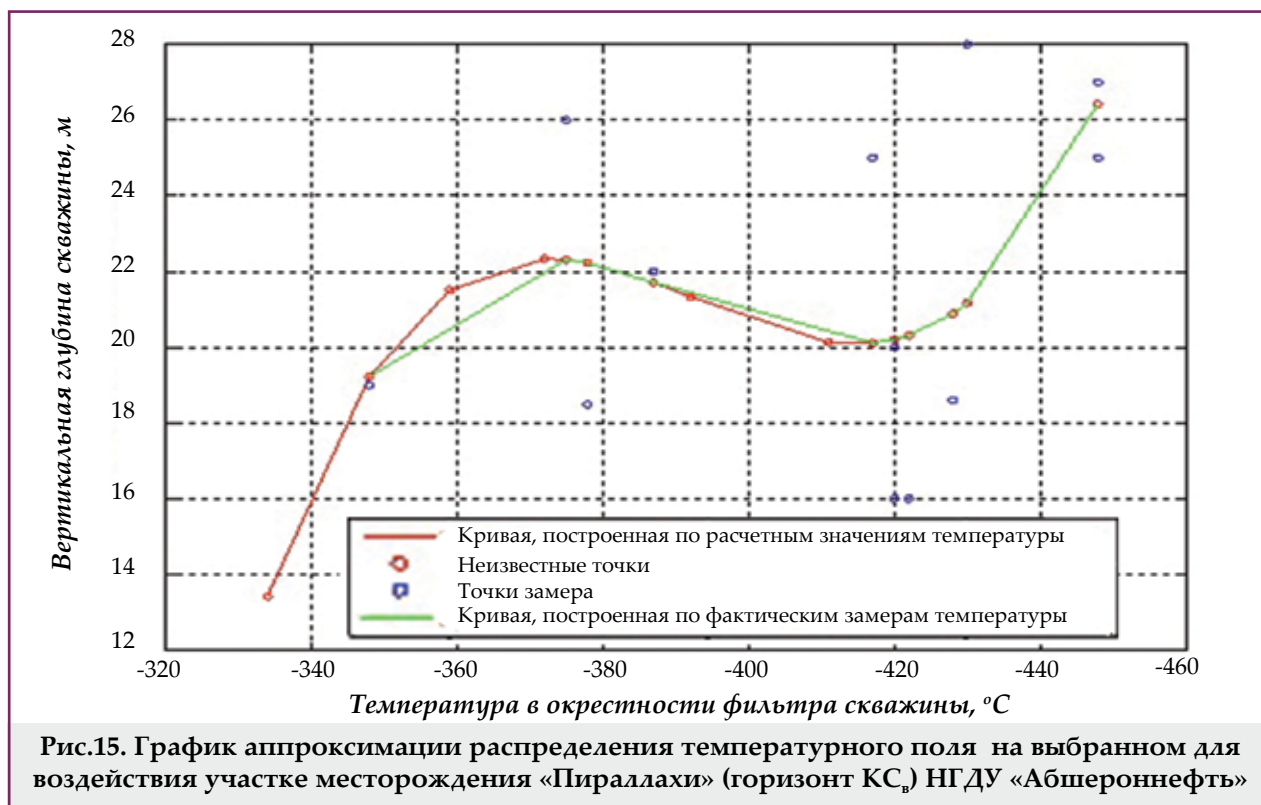
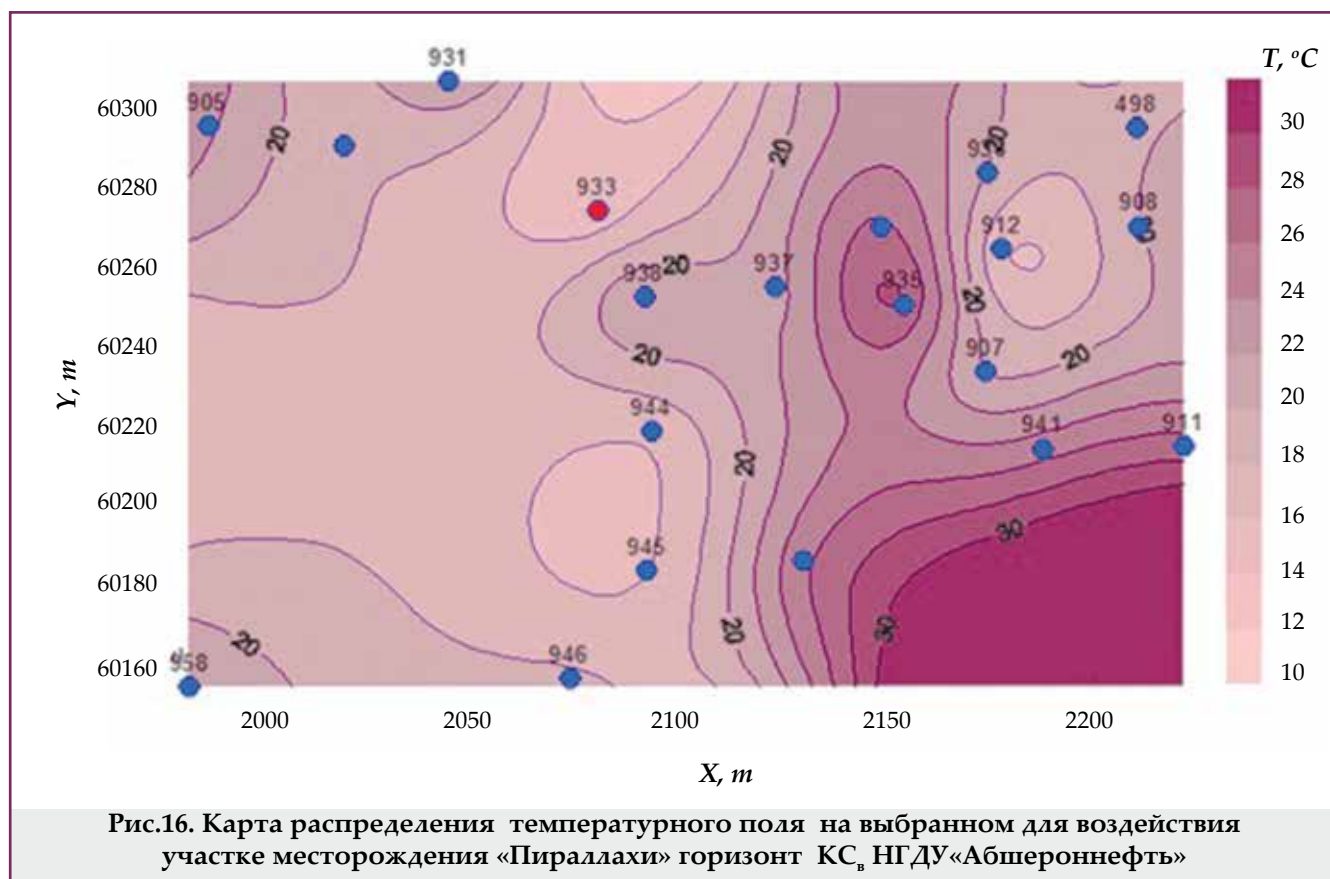


Рис.15. График аппроксимации распределения температурного поля на выбранном для воздействия участке месторождения «Пираллахи» (горизонт КС_v) НГДУ «Абшероннефть»



Выводы

Была проведена успешная реализация технологии воздействия на нефтяную залежь с использованием термоактивной полимерной композиции на месторождении «Нефт Дашлары» и «Пираллахи».

Анализ полученных результатов показал эффективность использования этой технологии для слоисто-неоднородных пластов с температурным градиентом и наличием перетоков.

Использование данной технологии позволяет выровнять охват участка воздействием как по площади, так и по вертикали с использованием меньших объемов агента и при незначительном изменении давления нагнетания.

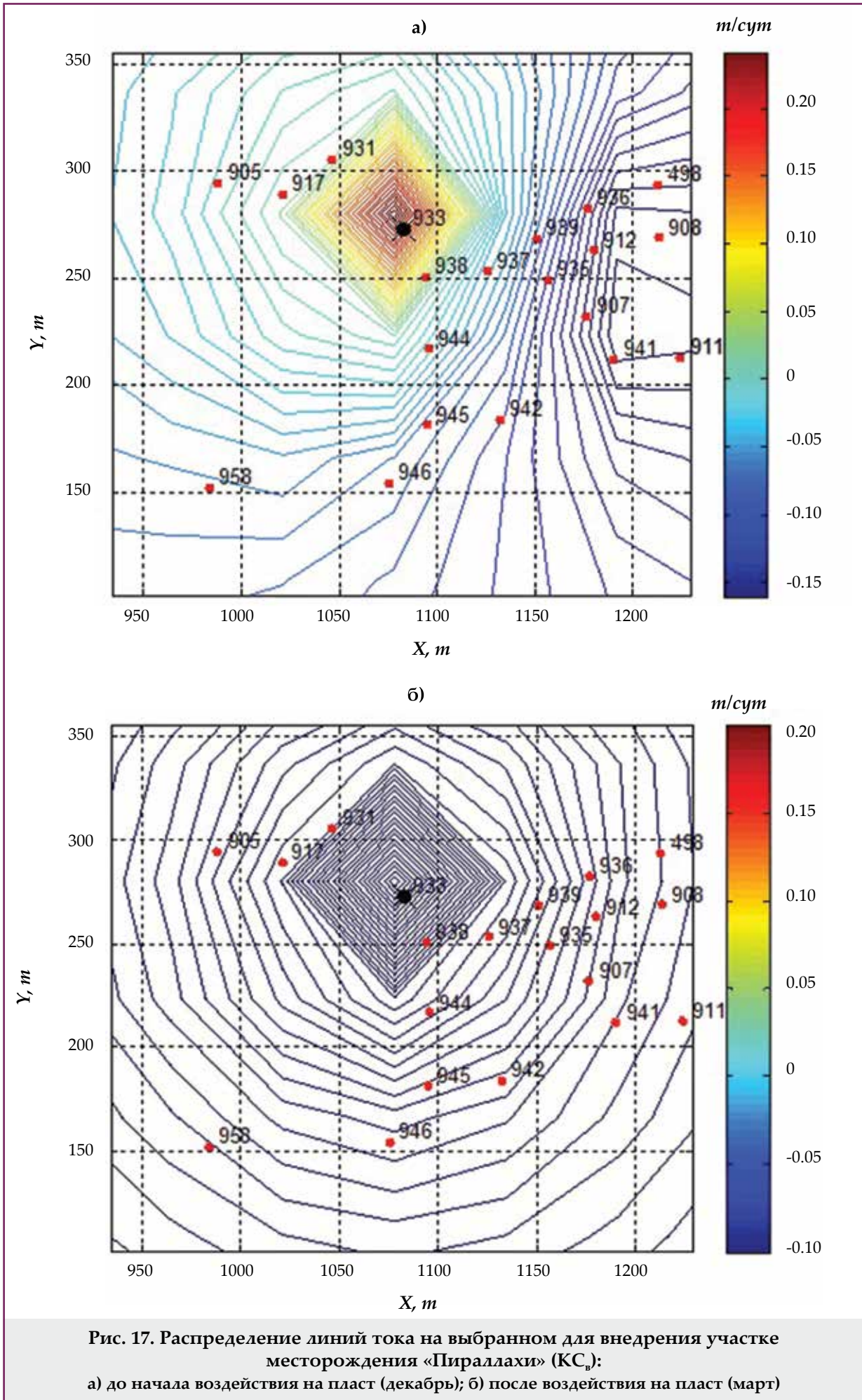


Рис. 17. Распределение линий тока на выбранном для внедрения участке месторождения «Пираллахи» (КС_в):
 а) до начала воздействия на пласт (декабрь); б) после воздействия на пласт (март)

Литература

1. И.М.Арасланов. Применение инвертных эмульсий и ПАВ для ОВП //Инженерная практика. -2011. - №7. -С. 75- 76.
2. J.Pritchett, C.Pacific, H.Frampton et al. Field application of a new in-depth waterflood conformance improvement tool //Paper SPE 84897 presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia, 20-21 October 2003.
3. D.Denney. Improving sweep efficiency at the Mature Koluel Kaike and Piedra Clavada waterflooding projects, Argentina //Journal of Petroleum Technology. -2008. - Vol. 60. - Issue 1.
4. H.Frampton, J.C.Morgan, S.K.Cheung et al. Development of a novel waterflood conformance control system //Paper SPE 89391 presented at the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 17-21 April 2004.
5. Б.А.Сулейманов, Ф.С.Исмаилов, Н.И.Гусейнова. Прогнозирование добычи нефти при вторичном и третичном воздействии на залежь, с учетом интерференции скважин //Нефтепромысловое дело. -2015. -№2. -С. 20-23.
6. В.М.Ентов. Теория фильтрации //«Соросовский образовательный журнал». -1998. -№2. - С.121-128.
7. М.Мускат. The flow of homogeneous fluids through porous media. Michigan: I.V.Edwards, INC. ANN ARBOR, 1940.
8. К.С.Басниев, А.М.Власов, И.Н.Кочина и др. Подземная гидравлика. М: Недра,1986.
9. TR 1669347-90-2014. Использование нового композиционного состава для повышения эффективности воздействия на пласт при закачке воды. НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, 2014.
10. М.М.Искендеров. Комплексная интерпретация результатов ГИС при изучении терригенных разрезов //SOCAR Proceedings. -2014. -№ 3. -С. 4-10.
11. Н.И.Гусейнова, А.А.Гаджиев, А.Т.Самедзаде. О перспективах доработки I блока горизонта КС_в месторождения «Пираллахи» //SOCAR Proceedings. -2014. -№ 2. -С. 32-37.

References

1. I.M.Araslanov. Primenenie invertnyih emulsiy i PAV dlya OVP //Inzhenernaya praktika. -2011. -No. 7. -C. 75-76.
2. J.Pritchett, C.Pacific, H.Frampton et al. Field application of a new in-depth waterflood conformance improvement tool //Paper SPE 84897 presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia, 20-21 October 2003.
3. D.Denney. Improving sweep efficiency at the Mature Koluel Kaike and Piedra Clavada waterflooding projects, Argentina //Journal of Petroleum Technology. -2008. -Vol. 60. -Issue 1.
4. H.Frampton, J.C.Morgan, S.K.Cheung et al. Development of a novel waterflood conformance control system //Paper SPE 89391 presented at the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 17-21 April 2004.
5. B.A.Suleimanov, F.S.Ismailov, N.I.Guseynova. Prediction of oil production during the second and the tertiary impact on a deposit with account of wells interfeerention //Oilfield Engineering. -2015. -No.2. -P. 20-23.
6. V.M.Entov. Teoriya filtratsii //«Sorosovskiy obrazovatelnyiy zhurnal». -1998. -No. 2. -C.121-128.
7. M.Muskat. The flow of homogeneous fluids through porous media. Michigan: I.V.Edwards, INC. ANN ARBOR, 1940.
8. K.S.Basniev, A.M.Vlasov, I.N.Kochina, et al. Underground hydraulics. M.: Nedra, 1986.
9. TR 1669347-90-2014. An application of the new compositions for increasing an effectiveness of water injection into the reservoir. «OilGasScientificResearch Project» Institute, SOCAR, 2014.
10. M.M.Isgandarov. Integrated interpretation of well logging results in the study of terrigenous sections //SOCAR Proceedings. -2014. -No.3. -P.4-10.
11. N.I.Guseynova, A.A.Gajiyev, A.T.Samedzade. Onperspectives of further development of Kirmaki Suite first block horizon in «Pirallah» field //SOCAR Proceedings. -2014. -No.2. -P.32-37.

О результатах промысловых испытаний технологии повышения нефтеотдачи пласта на основе применения термоактивной полимерной композиции

Б.А.Сулейманов¹, Я.А.Лятифов², Х.М.Ибрагимов¹, Н.И.Гусейнова¹

¹НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан;

²SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

В работе рассмотрены результаты промысловых испытаний по повышению нефтеотдачи слоисто-неоднородных продуктивных пластов с перетоками при использовании технологии воздействия на пласт с помощью термоактивной полимерной композиции. Данная технология позволяет ограничить движение воды в высокопроницаемых зонах пласта, соответственно, снизить добычу воды на обводненных участках, улучшить нефтевытеснение и повысить конечный коэффициент нефтедобычи с использованием меньших объемов агента и при незначительном изменении давления нагнетания. Для закачки химических агентов используется стандартное оборудование и существующая система нагнетания. Реализация технологии проведена на опытных участках V блока морского месторождения «Нефт Дашлары» для скважин, работающих с X горизонта и нефтяного месторождения на суше «Пираллахи» для скважин, работающих с продуктивного горизонта KС_в.

Ключевые слова: термоактивная полимерная композиция; увеличение охвата воздействием; слоисто-неоднородный пласт; внутрипластовые перетоки; повышение нефтеотдачи пласта; интерференция скважин.

Layların neftveriminin artırılmasında termoaktiv polimer kompozisiyası əsasında qurulan texnologiyanın mədən şəraitində tətbiqinin nəticələri

B.A.Süleymanov¹, Y.A.Latifov², X.M.İbrahimov¹, N.İ.Hüseynova¹

¹«Neftqazəlmətdəqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan;

²SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə çoxqatlı-qeyribircins və qatlar arası laydaxili axın olan layların neftveriminin artırılması üçün mədən şəraitində tətbiq edilən termoaktiv polimer kompozisiyası əsasında qurulan texnologiyanın tətbiq nəticələrinə baxılıb. Bu texnologiya layın yüksək keçiricilikli zonalarında su hərəkətini məhdudlaşdıraraq, yatağın sulaşmış sahələrində quyu məhsulunda su həcmi azaltmağa, neftin laydan sıxışdırılmasını yaxşılaşdırmağa, agentin kiçik həcmdə istifadə edilməsi və vurucu təzyiqin cüzi dəyişməsi ilə son neftvermə əmsalının artırılmasına imkan verir. Kimyəvi agentlərin laya vurulmasında standart avadanlıqdan və mövcud vurucu sistemdən istifadə edilir. Texnologiyanın tətbiqi «Neft Daşları» dəniz yatağının V blokunda X horizontdan və quruda olan «Pirallahı» neft yatağının QD_{ii} məhsuldar horizontundan istismar edilən quyuların yerləşdiyi təcrübə sahələrində həyata keçirilmişdir.

Açar sözlər: termoaktiv polimer kompozisiya; təsir ilə əhatəetmə əmsalının artırılması; qatlar arası laydaxili axın; çoxqatlı-qeyribircins lay; layların neftveriminin artırılması; quyulararası interferensiya.