

**ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ
ВЕРЕЙСКО-БАШКИРСКОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО
ОБЪЕКТА ЛОЗОЛЮКСКО-ЗУРИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Е.А. ЕМЕЛЬЯНОВА

В данной работе проведен анализ процессов вытеснения и заводнения верейско-башкирского объекта Зуринской площади Лозолюкско-Зуринского месторождения путем оценки коллекторских свойств пластов, распределения пластового давления по залежам, а также производительности скважин. В ходе работы построены карта охвата процессом вытеснения и карта охвата процессом заводнения для III, IV и V блоков эксплуатационного объекта.

Верейско-башкирский эксплуатационный объект Зуринской площади находится на IV стадии разработки (2004) и включает в себя пласты В-II, В-IIIа верейского горизонта, А₄₋₁ и А₄₋₂ башкирского яруса. Данный объект эксплуатируется с применением блоковой трехрядной системы размещения скважин по сетке 500×500 м с уплотнением нагнетательных рядов вдвое. Система заводнения предусматривает закачку воды в разрезающие ряды и в очаговые скважины внутри блоков. Всего на Зуринской площади выделяется VIII блоков. Причем в пределах III, IV и V блоков скважины вскрывают максимальное количество продуктивных пластов, поэтому именно для этих блоков будут рассмотрены процессы вытеснения и заводнения.

На Лозолюкско-Зуринском месторождении вытеснение нефти из пласта происходит за счет действия природного упруговодонапорного режима и применяемой системы ППД.

Для оценки процессов вытеснения была построена карта охвата эксплуатационного объекта процессом вытеснения (рис. 2), на которой выделяются зоны с разной степенью охвата процессом вытеснения. Добывающие скважины рассматриваемых блоков работают с дебитами по жидкости от 2 до 30 м³/сут (таблица).

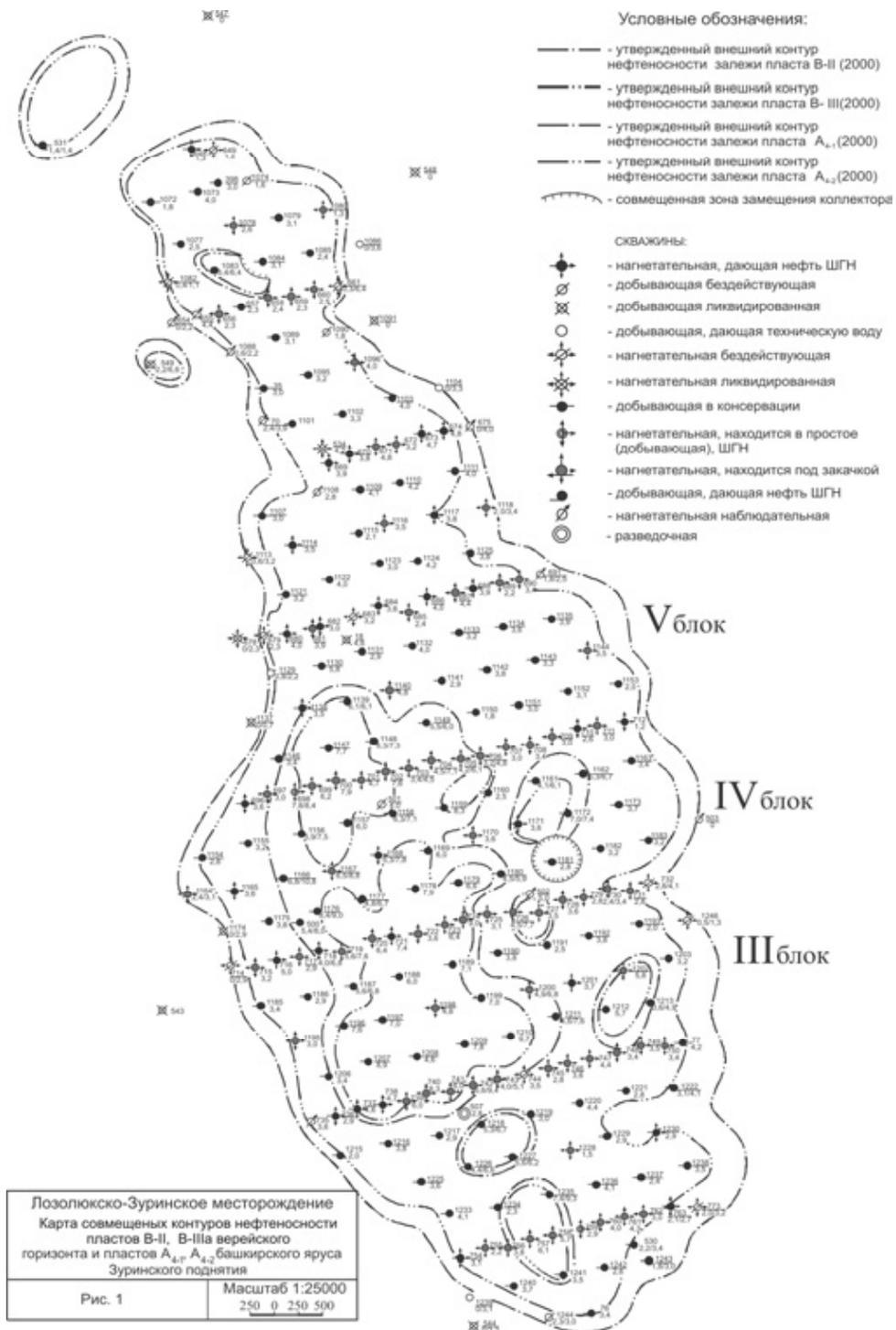


Рис. 1. Лозолюкско-Зури́нское месторождение

Таблица

Распределение дебитов жидкости по блокам

№ блока	$q_{ж}$, м ³ /сут						
	2–5	5–7	7–10	10–13	13–16	16–20	> 20
III	5	3	2	5	2	3	4
IV	9	3	7	3	3	2	3
V	8	3	2	3	2	2	1
Итого	22	9	11	11	7	7	8

Из таблицы видно, что 59 % скважин работают с дебитом > 7 м³/сут и 41 % – с дебитом < 7 м³/сут. Проанализировав таблицу, можно условно принять граничное значение дебита жидкости, равное 7 м³/сут. Следовательно, зоны дренажа скважин, работающих с дебитом более 7 м³/сут, будем считать достаточно охваченными процессом вытеснения, а ниже этих значений – слабо охваченными. Не охваченными процессом вытеснения являются зоны замещения и выклинивания пластов-коллекторов и к ним прилежащие. Такие зоны есть в пределах каждого из четырех пластов, входящих в эксплуатационный объект, но в целом их влияние незначительно. По рис. 1 видно, что наибольшим распространением характеризуется пласт верейского горизонта В-II, наименьшим – башкирские пласты А₄₋₁ и А₄₋₂.

Для количественной оценки процесса вытеснения в работе будет использоваться коэффициент охвата по площади, который рассчитывается как отношение площади, охваченной процессом вытеснения, к общей площади распространения коллекторов. Причем для скважин, работающих с дебитами более 7 м³/сут, площадь, хорошо охваченная процессом вытеснения, равна полному радиусу дренажа (250 м), а для скважин, слабо охваченных процессом вытеснения, половина радиуса дренажа (125 м) при сетке скважин 500×500 м (см. рис. 2). Характеристика будет проводиться по блокам.

V блок: характеризуется как хорошо вовлеченный в процесс вытеснения, так как 50 % скважин работают с дебитом более 7 м³/сут, что объясняется хорошими коллекторскими свойствами пластов. Скважины 1130, 131, 1135, 1139, 1150, 1151, 1152, 1153, 696, 710 и 712 работают с дебитом менее 7 м³/сут в силу разных геологических и технологических причин: пониженное пластовое давление (скв. 1130, 710, 712, 1151, 1152, 696), ухудшенная проницаемость призабойной зоны пластов

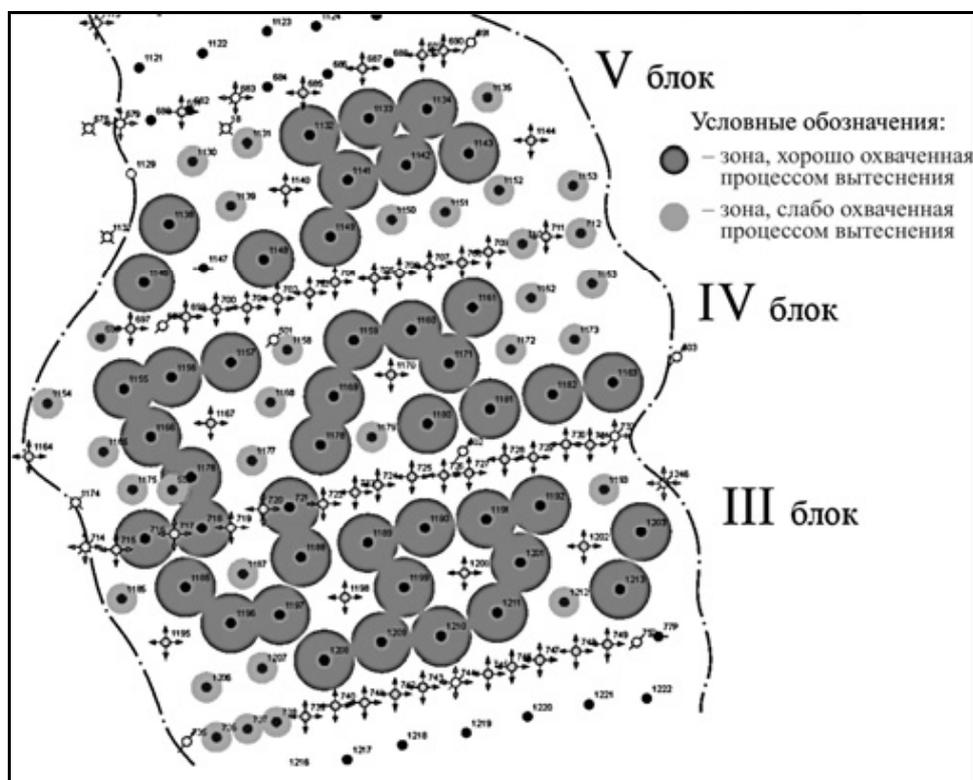


Рис. 2. Карта охвата процессом вытеснения
 верейско-башкирского эксплуатационного объекта
 Лозлоукско-Зуринанского месторождения на 01.01.2004 г.

(скв. 1131, 1135), близость контуров нефтеносности, что при повышении темпов отбора может привести к появлению языков обводнения пластовой водой (скв. 1153, 712, 1139, 696), формирование режима после длительного ожидания капитального ремонта (скв. 1150).

Расчетный коэффициент охвата определяется по формуле

$$k_{\text{охвV}} = \frac{S(R) + S(1/2R)}{S_{\text{залеживVбл}}} = 0,36 \text{ д. ед.}$$

IV блок: характеризуется как хорошо вовлеченный в процесс вытеснения вследствие хороших коллекторских свойств пластов; расположения внутри блока трех нагнетательных скважин, что придает дополнительную энергию; а также интенсивности разработки пластов A_{4-1} и A_{4-2} . На процесс вытеснения влияют и отрицательные факторы, в связи с этим процесс вытеснения протекает менее интенсивно. Этими

факторами могут быть: низкие коллекторские свойства (скв. 1175, 500, 1177, 1168, 1173, 1163), пониженное пластовое давление по сравнению с общей площадью блока (скв. 1160, 1161), близость водонефтяного контакта (скв. 1154, 1158, 1162, 1172). Но, несмотря на пониженное пластовое давление, скв. 1160, 1161 работают с хорошими дебитами. Это объясняется оптимальным режимом работы нагнетательных скважин 1170, 706, 707, 708.

Расчетный $k_{\text{охвIV}} = 0,46$ д. ед.

III блок: характеризуется как хорошо вовлеченный в процесс вытеснения жидкости в связи с интенсивным применением системы заводнения (4 нагнетательные скважины внутри блока), правильного определения режима работы скважин, а также благодаря хорошим коллекторским свойствам пластов В-II, А₄₋₁ и А₄₋₂. Скважины 1185, 1193, 1212 и 1206 работают с небольшими дебитами, чтобы не произошел прорыв подошвенных вод, что тем самым позволит наиболее полно извлечь запасы из пласта. Скважина 1185 не испытывает существенного влияния нагнетательных скважин 1195 и 715, что доказывается пониженным пластовым давлением. Скважины 1187 и 1188 также не испытывают существенного влияния нагнетательных скважин. Но скважина 1188 имеет высокие дебиты в связи с большой эффективной толщиной пластов. В скважине 1193 работает только пласт В-II, пласт В-IIIа в этой зоне замещается на непроницаемые породы. Этим фактом можно объяснить низкие дебиты скважины.

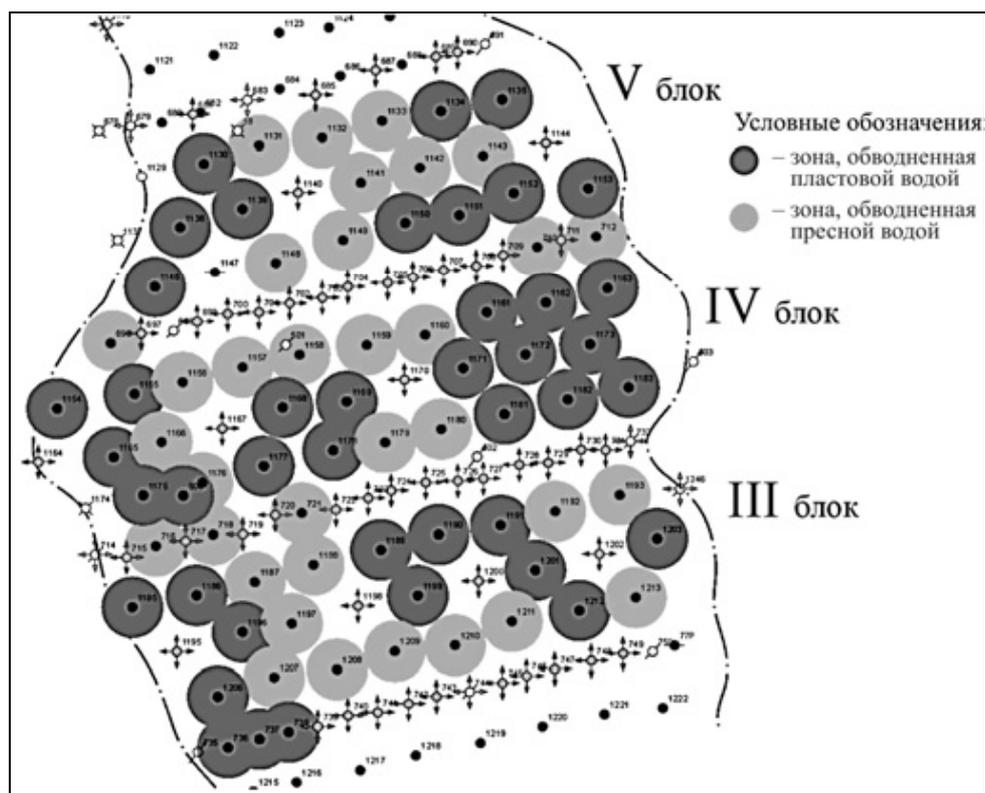
Расчетный $k_{\text{охвIII}} = 0,46$ д. ед.

Далее рассмотрим анализ заводнения площади коллектора в анализируемых блоках.

Как было сказано выше, на месторождении реализуется блоковая система разработки с применением очагового заводнения внутри блоков. Такой тип заводнения принят в связи с неоднородностью пластов-коллекторов и невыдержанностью их по площади. Организация системы ППД началась с 1990 г. одновременно с вводом месторождения в разработку, но в 1991 г. закачку воды в пласт приостановили на 1 год. В 1992 г. количество нагнетательных скважин на Зуринской площади составило 10 скважин, по сравнению с 1990 г. – 3 скважины. На 01.01.2004 г. количество действующих нагнетательных скважин составляет 70 ед.

Ширина водо-нефтяной зоны данного эксплуатационного объекта составляет в среднем 250 м. Проводимость пласта менее $0,1 \text{ м}^4/\text{Н}\cdot\text{с}$, что говорит о незначительной подвижности флюидов в пласте. Что касается продвижения контура ВНК, то по отношению вязкости нефти к вязкости пластовой воды, равному 3,8, можно утверждать, что фронт вытеснения продвигается отдельными языками вследствие резкого различия проницаемости пластов, их неоднородности и расчлененности. Следует отметить, что в каждом отдельном пласте вода занимает различное положение.

Для прослеживания процесса заводнения была построена карта охвата эксплуатационного объекта процессом заводнения по виду добываемой попутной воды (рис. 3). Судя по карте, выделяются зоны, заводненные преимущественно пластовой водой (на карте обведены кругами зеленого цвета, равными радиусу (R) дренажа), и зоны, заводненные закачиваемой (пресной) водой (на карте обведены кругами желтого цвета, равными (R) дренажа).



По отдельным блокам процесс заводнения проходит следующим образом:

V блок: скважины в блоке обводнены как пластовой, так и пресной водой. При этом продукция скважин 1134, 1135, 1138, 1139, 1146, 1150 и 1153 обводнена пластовой водой из-за прорыва краевых вод к забоям скважин по наиболее проницаемым интервалам. Скважины работают с различным процентом обводненности от 10 до 64 %. Остальные скважины блока добывают продукцию, обводненную пресной водой. В связи с оптимальным режимом работы нагнетательных скважин, добывающие скважины блока, в основном, работают с высокими дебитами и обводненность продукции этих скважин не более 50 %. Для количественной оценки заводнения были подсчитаны коэффициенты заводнения ($k_{зав}$) пластовой и пресной (закачиваемой) водой:

$$k_{зав\text{пл.в} V} = \frac{S_{\text{пл.в.}}}{S_{\text{залежи}}} = 0,31 \text{ д. ед.}$$

$$k_{зав\text{пр.в} V} = \frac{S_{\text{пр.в.}}}{S_{\text{залежи}}} = 0,28 \text{ д. ед.}$$

$$k_{зав.\text{общ} V} = \frac{S_{\text{пл.в.}} + S_{\text{пр.в.}}}{S_{\text{залежи}}} = 0,59 \text{ д. ед.}$$

IV блок: по периферии залежей продукция скважин обводнена пластовой водой в связи с прорывом подошвенных вод. Скважины 1177, 1778, 1181 и 1182 находятся рядом с нагнетательными скважинами, но их продукция обводнена преимущественно пластовой водой. Это может быть связано с ухудшенной проницаемостью пласта, и, как следствие этого, вода из нагнетательных скважин скорее продвигается по наиболее высокопроницаемым прослоям к другим соседним скважинам. Обводненность продукции преимущественно пластовой водой по скважинам 1155, 1175 можно объяснить наличием в скважине заколонных перетоков. Остальные скважины добывают продукцию, обводненную закачиваемой водой более 50 %, но к тому же работают с высокими дебитами.

Рассчитанные коэффициенты заводнения равны:

$$k_{зав\text{пл.в} IV} = 0,38 \text{ д. ед.}$$

$$k_{зав\text{пр.в} IV} = 0,27 \text{ д. ед.}$$

$$k_{зав.\text{общ} IV} = 0,66 \text{ д. ед.}$$

III блок: по периферии залежей видом попутно добываемого флюида является пластовая вода. Скважины 736, 737 и 738 пока находятся в отработке на нефть. Они характеризуются невысокой обводненностью пластовой водой и незначительными дебитами жидкости. Скважины 1190, 1191, 1201 и находятся вблизи нагнетательных скважин, но все же добывают продукцию, обводненную пластовой водой. Это говорит о том, что как и в IV блоке, вода, поступающая из нагнетательных скважин, не проходит к забоям этих добывающих скважин, а продвигается по более проницаемым пропласткам. Наличие в продукции скважины 1186 пластовой воды можно предположить исходя из наличия в скважине заколонных перетоков. Продукция остальных скважин обводнена технической водой в связи с работой нагнетательных скважин.

Расчетные коэффициенты заводнения:

$$k_{\text{завпл.в. III}} = 0,35 \text{ д. ед.}$$

$$k_{\text{завпр.в. III}} = 0,27 \text{ д. ед.}$$

$$k_{\text{завобщ. III}} = 0,63 \text{ д. ед.}$$

Таким образом, для наиболее разрабатываемых блоков Лозолукско-Зуринского месторождения коэффициент охвата пластов вытеснением изменяется в пределах 0,36–0,46 д. ед., а коэффициент заводнения пластов составляет по блокам 0,59–0,63 д. ед. Оценивая величину полученных коэффициентов можно сделать вывод, что охват пластов вытеснением неполный, а степень заводнения отвечает заключительной стадии разработки. С целью довыработки остаточных извлекаемых запасов нефти из верейско-башкирского эксплуатационного объекта следует проводить геолого-технические мероприятия в рамках принятой системы разработки.