

ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ ЖИДКОСТИ В ПЛАСТ

Г.Н. Чумаков

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, Россия

Повышение эффективности системы поддержания пластового давления на сегодняшний день является актуальной задачей, стоящей перед нефтедобывающими предприятиями. Одним из эффективных методов увеличения полноты использования энергии закачиваемых вод за счет создания нестационарного поля давления в пласте и, как результат, увеличения его нефтеотдачи является циклическая закачка жидкости. Несмотря на простоту осуществления технологии, в определенных условиях она может быть малоэффективной.

Разработана методика получения статистической модели, позволяющей с учетом геолого-технологических условий эксплуатации залежей нефти оценить вероятность получения положительного эффекта при применении циклической закачки жидкости. Для нефтяных месторождений Пермского края проведен анализ разработки эксплуатационных объектов с циклической закачкой жидкости в пласт и выполнен расчет технологической эффективности применения нестационарного заводнения по двум вариантам: первый предполагает построение характеристик вытеснения Максимова в модифицированных координатах; второй – построение графика зависимости удельного дебита скважин по нефти от текущего коэффициента извлечения нефти, предложенного Лысенко. В результате статистического анализа выявлены геолого-технологические показатели, в наибольшей степени влияющие на эффективность реализации циклической закачки жидкости в пласт. Для объектов, разрабатываемых с поддержанием пластового давления, статистически обоснованы прогнозные модели, позволяющие оценить вероятность получения положительного технологического эффекта от внедрения циклической закачки.

Ключевые слова: циклическая закачка, коэффициент охвата вытеснением, характеристики вытеснения, технологический эффект, линейная дискриминантная функция, вероятностная оценка, статистическая модель, повышение нефтеотдачи, поддержание пластового давления, неоднородность пластов, удельная добыча нефти.

PROBABILISTIC ESTIMATE OF EFFECTIVENESS OF THE METHOD OF CYCLIC BED FLUID INJECTION

G.N. Chumakov

LLC “LUKOIL-PERM”, Perm, Russian Federation

Improving efficiency of the reservoir pressure maintenance is an issue of current importance for oil producing companies. Cyclic fluid injection is one of the effective methods to improve water energy use by generating the unsteady pressure field within the reservoir, resulting in a better oil recovery. Despite simplicity of the technology, in certain circumstances it may be ineffective.

The article presents the method to produce the static model which allows estimation of probability of the positive effects from cyclic fluid injection, taking account of geological and technological conditions. The analysis of production facilities applying cyclic fluid injection was carried out for oil fields located in Perm krai. Calculations of technological efficiency of unsteady flooding were performed in two ways: the first implies plotting characteristics of the Maksimov's oil drive in the modified coordinates; the second draws on a diagram of specific well discharge well versus the current oil recovery factor set forward by Lysenko. The statistic analysis revealed geological and technological parameters which have the greatest impact on cyclic fluid injection effectiveness. For the deposits developed with reservoir pressure maintenance the forecast models are built that enable to evaluate probability of positive technological effects of the cyclic injection applied.

Keywords: cyclic injection, sweep efficiency, driving-out parameters, technological effect, linear discriminant function, probabilistic estimate, statistical model, enhanced oil recovery, reservoir pressure maintenance, formation heterogeneity, specific oil production.

Введение

Одной из важных задач разработки нефтяных месторождений является повышение эффективности процесса вытеснения из пласта нефти нагнетаемой водой [1]. При стационарном режиме разработки залежи в неоднородном пласте движение жидкости становится установившимся, а микро- и макропотоки ее приобретают постоянную форму, что способствует образованию слабодренлируемых, застойных и обойденных водой зон [2]. В конечном итоге при увеличении степени неоднородности разрабатываемых объектов резко снижаются полнота охвата пластов заводнением и конечная нефтеотдача [3].

Одним из эффективных методов увеличения полноты охвата пласта заводнением в условиях послойно неоднородных пластов является метод циклической закачки жидкости. Суть метода заключается в том, что для застойных зон путем изменения объемов нагнетания воды в скважины искусственно создается нестационарное давление. При неустановившемся режиме разработки залежи между различными зонами, каналами и потоками жидкости возникают перепады давления, за счет которых может происходить переток жидкости между ними, изменение направления движения и формы потоков. В результате создаются условия для проникновения воды в области пласта, которые ранее не поддавались воздействию, и непрерывного перемещения нефти из застойных зон и каналов в зоны активного дренирования [2, 4].

К достоинствам технологии циклической закачки можно отнести применимость ее в широком диапазоне пластовых давлений и требуемых объемов закачки воды, которые чаще всего ограничиваются лишь мощностью насосного оборудования, и простота ее осуществления [5].

Несмотря на все перечисленные достоинства технологии, в некоторых случаях она оказывается малоэффективной.

Эффективность же применения метода зависит от конкретных геолого-физических и технологических условий разработки эксплуатационных объектов.

Исходя из этого целесообразно обобщать оптимальные геолого-технологические условия эффективного применения метода циклической закачки, основываясь на опыте применения данной технологии.

В качестве объекта исследования рассматриваются нефтяные месторождения Пермского края, разрабатываемые ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

При этом необходимо отметить, что математическое моделирование нестационарных процессов, возникающих в пласте при упругих изменениях давления, является достаточно сложной задачей и, в общем случае, не имеет математического решения [6, 7]. В большей степени это обусловлено сложностью учета реальной неоднородности пластов коллекторов и анизотропии свойств коллектора.

С учетом этого наиболее целесообразной для задач проектирования представляется разработка надежных статистических моделей, более устойчивых к погрешностям в информации, чем методы имитации разработки месторождений [8, 9].

Актуальность проблемы

На сегодняшний день поддержание пластового давления (ППД) путем закачки жидкости в пласт осуществляется более чем на 150 объектах нефтяных месторождений Пермского края. Действующими проектными документами на разработку месторождений планируется организация системы ППД еще более чем на 200 объектах. Все объекты имеют различную геолого-физическую характеристику, отличаются системой разработки, при этом, преимущественно, характеризуются высокой послойной и зональной неоднородностью (коэффициент песчаности изменяется от 0,05 до 1, расчлененности – от 1 до 27). Применение стационарного

заводнения не всегда позволяет достичь высоких значений коэффициента вытеснения нефти водой. Между тем анализ разработки эксплуатационных объектов Пермского края с применением метода циклической закачки жидкости в пласт в целом показывает высокую перспективность этого метода. Исходя из этого для региона актуальна задача разработки достоверной статистической модели прогноза эффективности метода нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки нефтяных месторождений.

Статистический анализ результатов эксплуатации объектов с циклической закачкой

На сегодняшний день система ППД реализуется, или применялась ранее, на 182 эксплуатационных объектах, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». При анализе базы месячных показателей добычи нефти и закачки воды выделен 31 объект, на котором закачка продолжительное время осуществля-

лась циклически с полупериодом закачки/простоя более 1 мес. Объекты с циклической закачкой менее 1 мес в статистической обработке не учтены. Соответственно, выборка для статистического анализа состоит из 31 объекта, и последующие результаты статистической обработки можно будет применять только для объектов с интервалом изменения геолого-технологических параметров, соответствующих интервалам в выборке.

Сопоставление интервалов изменения геолого-технологических параметров в выборке (на дату начала анализа) и по всем объектам с ППД (по состоянию на 01.01.2014) представлено в табл. 1.

Необходимо отметить, что выборка из табл. 1 охватывает не весь диапазон изменения геолого-технологических показателей по объектам с ППД. В дальнейшем результаты статистического анализа можно будет применить только на тех объектах, которые попадают в диапазон выборки по параметрам, в наибольшей степени влияющим на эффективность применения циклической закачки.

Таблица 1

Диапазоны изменения геолого-технологических параметров объектов с ППД и циклической закачкой

| Параметр | Диапазон изменения параметров | |
|--|--|--|
| | Все объекты с ППД по состоянию на 01.01.2014 | Объекты с циклической закачкой на начало закачки |
| Вязкость нефти в пластовых условиях μ_n , мПа·с | 0,72–87,5 | 0,72...87,1 |
| Коэффициент расчлененности $K_{расч}$ | 1,1–26,6 | 1,63–8,63 |
| Эффективная нефтенасыщенная толщина $h_{эф.н.н.}$, м | 0,7–30 | 1,8–15,6 |
| Средняя толщина нефтенасыщенного пропластка $h_n/K_{расч}$, м | 0,22–6,67 | 0,4–6,53 |
| Начальные извлекаемые запасы нефти НИЗ, тыс. т | 23,9–103353 | 342,4–37711 |
| Начальные геологические запасы нефти НГЗ, тыс. т | 77–182313 | 800–76106 |
| Общий фонд скважин n_0 | 0–311 | 8–275 |
| Соотношение нагнетательных и добывающих скважин n_n/n_d | 0–1 | 0,07–0,57 |
| Степень выработки НИЗ η , % | 0,86–128,6* | 4,3–73,4 |
| Обводненность продукции скважин w , мас. % | 0–95,1 | 9–87,5 |
| Накопленная компенсация ΣK , % | 0,2–275 | 5–275 |

* – на отдельных объектах не произведен пересчет запасов нефти

Технологическая эффективность применения нестационарного заводнения по выделенным объектам определялась по двум методикам:

Методика 1 предполагает построение характеристики вытеснения (ХВ) Максимова в модернизированных координатах, по характеру отдельных участков которой делается вывод об эффективности воздействия¹.

Методика 2 предполагает построение графика зависимости удельного дебита скважин по нефти (годовая добыча нефти, приходящаяся на одну скважину общего фонда) от накопленной добычи нефти (при расчетах заменяется на текущий КИН) и анализ динамики удельного дебита в рассматриваемых координатах согласно рекомендациям Лысенко [10].

При применении методики 1 строится график зависимости текущего КИН от натурального логарифма накопленной добычи воды, отнесенной к НГЗ, приведенным к пластовым условиям в объемных единицах ($\ln(\sum Q_v / [\text{НГЗ}]_{V, \text{пл}})$). Более крутой наклон графика к оси абсцисс, тангенс которого соответствует отношению $\Delta \text{КИН} / \Delta \ln(\sum Q_v / [\text{НГЗ}]_{V, \text{пл}})$, свидетельствует о более благоприятном процессе вытеснения.

Циклическое заводнение при использовании методики 2 считается эффективным либо в случае уменьшения угла наклона $\beta_{\text{цикл}}$ удельного дебита скважин по нефти (q_n^1) к оси абсцисс, либо при росте данного показателя. Однако математической обработке при использовании методики 2 поддаются только случаи с уменьшением угла снижения удельного дебита скважин по нефти, исходя из чего при ее использовании рассмотрены только те эксплуатационные объекты, для которых циклической закачке предшествовал период со снижающимся удельным

дебитом скважин по нефти. В результате количество объектов при статистическом анализе по методике 2 сократилось до $n = 21$.

В классическом виде ХВ Максимова строится в координатах зависимости накопленной добычи нефти от натурального логарифма накопленной добычи воды. Согласно рекомендациям Лысенко строится график зависимости удельного дебита скважин по нефти от накопленной добычи нефти. Однако при таком построении не учитываются размеры залежи, характеризующиеся величиной НГЗ. С целью исключения влияния размеров залежи на показатели добычи нефти все накопленные показатели в методиках отнесены к величине НГЗ по объектам.

С целью исключения влияния геолого-технических мероприятий (ГТМ) на результаты расчета технологической эффективности циклического заводнения по обеим методикам из общей годовой добычи нефти по объектам вычтена дополнительная добыча нефти от ГТМ.

При расчете технологической эффективности нестационарного заводнения по обеим методикам получены следующие средние результаты:

Методика 1

$\text{tg}\alpha_{\text{до}} = 8,52 \pm 11,93$ – для периода стационарного заводнения, предшествующего нестационарному этапу;

$\text{tg}\alpha_{\text{цикл}} = 10,56 \pm 18,88$ – для периода нестационарного заводнения.

Методика 2

$\beta_{\text{до}} = -78,16 \pm 37,95$ – для периода стационарного заводнения, предшествующего нестационарному этапу;

$\beta_{\text{цикл}} = -39,85 \pm 75,02$ – для периода нестационарного заводнения.

В целом большой разброс величин $\text{tg}\alpha$ и β для разных эксплуатационных объектов (от 1 до 110 по ХВ Максимова и от $-89,8$ до $+89,8$ по методике Лысенко) при условии, что рассчитанные стандартные отклонения, характеризующие дисперсию результатов, значительно

¹ РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений / Мин-во энергетики Рос. Федерации. М., 2002. 59 с.

превышают его величину, предопределяет целесообразность использования для оценки технологического эффекта следующего статистического подхода. Для всех эксплуатационных объектов рассчитывались прирост тангенса угла наклона по сравнению с предыдущим периодом $\delta = \frac{\text{tg } \alpha_{\text{цикл}} - \text{tg } \alpha_{\text{до}}}{\text{tg } \alpha_{\text{до}}}$ при анализе ХВ Макси-

симова в модернизированных координатах и относительный прирост угла снижения удельного дебита скважин по нефти по сравнению с предыдущим периодом $\gamma = \frac{\beta_{\text{до}} - \beta_{\text{цикл}}}{|\beta_{\text{цикл}}|}$ по методике 2, связанный со сменой режима закачки воды.

Для исключения влияния на результаты статистического анализа аномально высоких положительных и отрицательных эффектов от применения циклического воздействия в статистическом анализе максимальная оценка прироста δ и γ ограничивалась величиной $\pm 0,50$ д.е. ($\pm 50\%$). С учетом этого средние величины приростов по методикам Максимова и Лысенко имеют следующие значения:

$$\delta = 0,160 \pm 0,324 \text{ при } n = 31,$$

$$\gamma = 0,128 \pm 0,223 \text{ при } n = 21.$$

Таким образом, по обоим методикам при сравнении абсолютных значений тангенса угла наклона ХВ Максимова и угла снижения удельного дебита скважин по нефти и относительных изменений указанных величин при переходе со стационарного заводнения на циклическую закачку жидкости в среднем установлено наличие технологического эффекта.

С целью выявления оптимальных условий применения циклической закачки рассмотрены следующие геолого-технологические показатели: величина НИЗ, общий фонд скважин, вязкость нефти в пластовых условиях μ_n , тип коллектора, коэффициент расчлененности $K_{\text{расч}}$, средняя эффективная нефтенасыщенная тол-

щина h_n , средняя толщина нефтенасыщенного пропластка $h_n/K_{\text{расч}}$, степень выработки НИЗ η , обводненность скважинной продукции w , накопленная компенсация отбора жидкости закачкой ΣK , соотношение нагнетательных и добывающих скважин, амплитуда циклической закачки по компенсации и вид циклической закачки (с ограничением или прекращением закачки).

По каждому показателю выделены диапазоны его изменения, по которым произведен расчет среднего значения относительно прироста тангенса угла наклона по методике 1 и угла снижения удельного дебита скважин по нефти по методике 2. Результаты расчета представлены в табл. 2.

При анализе представленной таблицы можно отметить, что вне зависимости от величин НИЗ и фонда скважин технологические эффекты при расчете по методикам достаточно близки, т.е. статистически не установлено влияние крупности эксплуатационных объектов на эффективность нестационарного заводнения.

При переходе со стационарного заводнения на циклическую закачку эффект при расчете по обоим методикам в большей степени наблюдается для высоковязких нефтей. Для них средние значения относительных приростов δ и γ составляют соответственно 27 и 35%.

При оценке влияния типа литологии коллектора на эффективность внедрения циклических методов установлен значительно больший технологический эффект для карбонатных коллекторов – 0,27 и 0,22 при расчете по методикам 1 и 2 соответственно против 0,05 – для терригенных по обоим методикам. Установленные различия в эффективности нестационарного заводнения для карбонатных и терригенных коллекторов по методике 1 хорошо объяснимы влиянием расчлененности $K_{\text{расч}}$, которая для карбонатных коллекторов обычно существенно выше. При $K_{\text{расч}} > 5$ эффект от перехода на циклическую закачку возрастает.

Распределение относительных приростов от циклического заводнения по методикам

| Параметр | Диапазон изменения параметра | По ХВ Максимова | | По методике Лысенко | |
|---|--------------------------------------|------------------|-----------------|---------------------|-----------------|
| | | δ , д.ед. | Кол-во объектов | γ , д.ед. | Кол-во объектов |
| НИЗ, млн т | НИЗ < 1 | +0,19 | $n = 7$ | +0,1 | $n = 4$ |
| | $1 < \text{НИЗ} < 5$ | +0,19 | $n = 14$ | +0,24 | $n = 9$ |
| | НИЗ > 5 | +0,10 | $n = 11$ | +0,02 | $n = 8$ |
| Эксплуатационный фонд n_0 | $n_0 \leq 30$ | +0,13 | $n = 12$ | +0,07 | $n = 7$ |
| | $30 < n_0 \leq 60$ | +0,10 | $n = 5$ | +0,17 | $n = 3$ |
| | $60 < n_0 \leq 100$ | +0,20 | $n = 6$ | +0,22 | $n = 5$ |
| | $n_0 > 100$ | +0,20 | $n = 9$ | +0,1 | $n = 6$ |
| Вязкость пластовой нефти μ , мПа·с | $\mu \leq 7$ | +0,09 | $n = 16$ | -0,00 | $n = 11$ |
| | $7 < \mu \leq 30$ | +0,11 | $n = 5$ | +0,15 | $n = 4$ |
| | $\mu > 30$ | +0,27 | $n = 11$ | +0,35 | $n = 6$ |
| Тип коллектора | Карбонатный | +0,27 | $n = 16$ | +0,22 | $n = 10$ |
| | Терригенный | +0,05 | $n = 16$ | +0,05 | $n = 11$ |
| Расчлененность $K_{\text{расч}}$ | $K_{\text{расч}} \leq 3$ | +0,11 | $n = 14$ | +0,05 | $n = 9$ |
| | $3 < K_{\text{расч}} \leq 5$ | +0,10 | $n = 7$ | +0,26 | $n = 4$ |
| | $K_{\text{расч}} > 5$ | +0,25 | $n = 11$ | +0,16 | $n = 8$ |
| Нефтенасыщенная толщина h_n , м | $h_n \leq 4$ | +0,17 | $n = 12$ | +0,05 | $n = 6$ |
| | $4 < h_n \leq 7$ | +0,33 | $n = 12$ | +0,25 | $n = 9$ |
| | $h_n > 7$ | -0,11 | $n = 15$ | +0,02 | $n = 6$ |
| Средняя толщина коллектора $h_n/K_{\text{расч}}$, м | $h_n/K_{\text{расч}} \leq 1$ м | +0,37 | $n = 9$ | +0,40 | $n = 4$ |
| | $1 < h_n/K_{\text{расч}} \leq 1,5$ | +0,21 | $n = 13$ | +0,09 | $n = 11$ |
| | $1,5 < h_n/K_{\text{расч}} \leq 2$ м | -0,15 | $n = 5$ | +0,03 | $n = 4$ |
| | $h_n/K_{\text{расч}} > 2$ | -0,03 | $n = 5$ | -0,01 | $n = 2$ |
| Степень выработки НИЗ, % (%НИЗ) | %НИЗ ≤ 20 | +0,24 | $n = 11$ | +0,38 | $n = 4$ |
| | $20 < \% \text{НИЗ} \leq 50$ | +0,16 | $n = 11$ | +0,12 | $n = 10$ |
| | $50 < \% \text{НИЗ} \leq 75$ | +0,06 | $n = 10$ | -0,01 | $n = 7$ |
| Обводненность w , % | $w \leq 30$ | -0,03 | $n = 9$ | +0,2 | $n = 5$ |
| | $30 < w \leq 50$ | +0,19 | $n = 9$ | +0,11 | $n = 6$ |
| | $50 < w \leq 70$ | +0,29 | $n = 9$ | +0,22 | $n = 5$ |
| | $w > 70$ | +0,22 | $n = 5$ | -0,03 | $n = 5$ |
| Накопленная компенсация ΣK , % | $\Sigma K \leq 80$ % | +0,02 | $n = 8$ | +0,33 | $n = 5$ |
| | $80 < \Sigma K \leq 120$ % | +0,24 | $n = 9$ | +0,06 | $n = 7$ |
| | $\Sigma K > 120$ % | +0,18 | $n = 15$ | +0,07 | $n = 9$ |
| Соотношение нагнетательных и добывающих скважин n_n/n_d | $n_n/n_d \leq 0,2$ | +0,12 | $n = 10$ | +0,13 | $n = 4$ |
| | $0,2 < n_n/n_d \leq 0,3$ | +0,06 | $n = 9$ | +0,18 | $n = 6$ |
| | $0,3 < n_n/n_d \leq 0,4$ | +0,29 | $n = 10$ | +0,07 | $n = 7$ |
| | $n_n/n_d > 0,4$ | +0,15 | $n = 3$ | +0,15 | $n = 4$ |
| Тип циклической закачки | С ограничением | +0,16 | $n = 19$ | +0,06 | $n = 14$ |
| | С прекращением | +0,21 | $n = 12$ | +0,26 | $n = 7$ |
| Амплитуда по компенсации A , % | $A \leq 100$ % | +0,17 | $n = 16$ | +0,08 | $n = 9$ |
| | $100 < A \leq 200$ % | +0,02 | $n = 7$ | +0,13 | $n = 7$ |
| | $A > 200$ % | +0,32 | $n = 8$ | +0,21 | $n = 5$ |

Также отмечается наличие эффекта для объектов с эффективной нефтенасыщенной толщиной менее 7 м. По методике 2 связи между расчлененностью и эффективной нефтенасыщенной толщиной с относительным приростом технологического эффекта не установлено.

Положительное влияние на эффективность циклического заводнения высоких значений $K_{\text{расч}}$ и отрицательное влияние увеличения h_n более 7 м подтверждают известный вывод об эффективности циклической закачки для залежей с высокой расчлененностью разреза [11, 12]. Вместе с тем установлено, что наиболее достоверно неоднородность залежи по разрезу характеризует показатель средней толщины пропластка (единичного пласта коллектора), который для продуктивной части эксплуатационного объекта может быть рассчитан как отношение $h_n/K_{\text{расч}}$.

По мере роста значений $h_n/K_{\text{расч}}$ эффект от нестационарного заводнения закономерно затухает. Для наиболее прерывистых коллекторов ($h_n/K_{\text{расч}} < 1$ м) прирост δ и γ максимален и составляет 37 и 40 % соответственно по методикам 1 и 2. При увеличении толщины пропластков значения для показателей δ и γ закономерно снижаются.

По мере увеличения выработки запасов на момент внедрения нестационарного заводнения отмечается закономерное снижение эффективности технологии по обоим методикам, что объясняется большими отборами воды на поздних стадиях разработки объекта, и, как следствие, снижение дополнительной добычи в общем объеме накопленной добычи нефти.

Несмотря на характерную для начала разработки объекта низкую обводненность, при расчете по методике 1 отмечается снижение эффективности циклической закачки в этот период. Это в некоторой степени объясняется тем, что при обводненности продукции менее 30–40 % достоверность расчетов по ХВ Максимова значительно снижается. При

расчете по методике 2 эффект от внедрения нестационарного заводнения снижается при высокой обводненности скважинной продукции.

Отмечается несовпадение по методикам расчета эффективности при градициях по накопленной компенсации: по методике 1 наименее эффективна циклическая закачка при накопленной компенсации до 80 % ($\delta = 0,02$), по методике 2 – при накопленной компенсации более 80 % ($\gamma = 0,07$). Это объясняется разным технологическим эффектом при расчете по методикам.

Технологический эффект от внедрения нестационарного заводнения может быть получен как за счет снижения обводненности продукции скважин, так и за счет повышения темпов разработки залежей с сокращением сроков ее разработки [11, 13, 14]. По методике 1 технологический эффект включает в себя дополнительную добычу нефти и снижение обводненности, причем с ростом фактической обводненности скважинной продукции доля эффекта со снижением объема воды в общем объеме добычи жидкости возрастает, и, как следствие, отмечается наличие технологического эффекта при более высокой накопленной компенсации.

По методике 2 технологический эффект от циклической закачки определяется только дополнительной добычей нефти, и, как следствие, сокращением срока разработки залежи. В результате, ввиду того, что более высокие значения накопленной компенсации характерны для более поздних стадий разработки и более высокой обводненности продукции, для методики 2 отмечаются более низкие значения технологического эффекта.

При анализе влияния соотношения нагнетательных и добывающих скважин можно отметить, что по методике 1 установлен значимый эффект от применения циклической закачки при значении показателя более чем 3 к 10, по методике 2

статистически не установлено влияние данного показателя на эффективность технологии.

При анализе характеристик циклической закачки (тип закачки и амплитуда по компенсации) сделан вывод, что полученные статистические результаты не позволяют сделать общие выводы о предпочтительности рассмотренных технологий.

На следующем этапе по каждому рассмотренному геолого-технологическому показателю проведено статистическое сравнение величин в пределах следующих классов:

- с приростом менее 3 % (в том числе снижение характеристики) – 10 объектов по методике Максимова и 9 объектов по методике Лысенко;

- с приростом более 3 % – 21 объект по методике Максимова и 12 объектов по методике Лысенко.

Значимые статистические различия в классах эксплуатационных объектов с наличием и отсутствием технологического эффекта для обеих методик установлены для показателей μ_n , η , $h_n/K_{расч}$, $\sum K$, для ХВ Максимова – также для показателя w .

С целью установления комплексного влияния информативных показателей на эффективность циклической закачки применен линейный дискриминантный анализ (ЛДА). В результате получены линейные дискриминантные функции (ЛДФ), применимые в диапазоне изменения показателей согласно табл. 1, которые разделяют объекты на классы по наличию технологического эффекта от циклической закачки жидкости:

- для методики 1

$$Z_1 = 0,004 \cdot \mu_n - 0,0307 \cdot \eta + 0,0361 \cdot w - 0,4314 \cdot \frac{h_n}{K_{расч}} + 0,0099 \cdot \sum K - 1,11$$

при $R = 0,50$;

- для методики 2

$$Z_2 = 0,0109 \cdot \mu_n - 0,023 \cdot \eta -$$

$$- 0,231 \cdot \frac{h_n}{K_{расч}} - 0,0125 \cdot \sum K + 2,51$$

при $R = 0,69$.

Необходимо отметить, что знаки (плюс/минус) в коэффициентах при показателях ЛДФ не противоречат их физическому смыслу.

В целом при применении метода ЛДА верно распознаются 7 из 10 объектов (70 %) без технологического эффекта и 17 из 21 (81 %) с технологическим эффектом по методике 1; по методике 2 – все 9 объектов (100 %) без технологического эффекта и 9 из 12 (75 %) – с технологическим эффектом. Объекты, неверно распознанные ЛДФ как малоперспективные, имеют невысокие приросты δ и γ от 3,6 до 10,4 %.

Для перехода к вероятностным оценкам эффективности циклической закачки жидкости построены графики зависимости вероятности получения положительного технологического эффекта от расчетных характеристик Z_1 и Z_2 (рисунок).

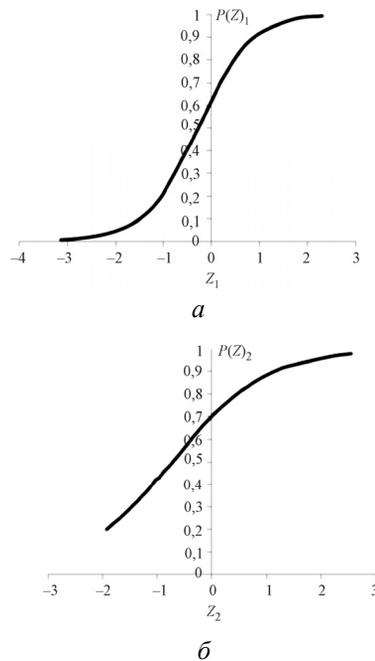


Рис. Вероятностная оценка наличия технологического эффекта циклической закачки от расчетных ЛДФ: а – по методике Максимова; б – по методике Лысенко

С использованием представленных графиков по результатам расчета ЛДФ по обеим методикам определяются вероятности получения положительного технологического эффекта при применении циклической закачки жидкости в пласт в данных геолого-технологических условиях эксплуатации объекта. Окончательный вывод о перспективности применения нестационарного заводнения в конкретных геолого-технологических условиях делается по осредненной величине вероятности получения положительного технологического эффекта $P(Z)$.

Заключение

Полученные вероятностные модели применены для прогноза эффективности реализации циклической закачки на эксплуатационных объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», для которых в настоящее время реализовано стационарное заводнение (за исключением объектов, на которых ранее осуществлялась циклическая закачка).

По результатам расчета технологической эффективности применения цикли-

ческой закачки жидкости в пласт на нефтяных объектах, эксплуатируемых ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» по двум вариантам, предполагающим построение ХВ Максимова и графика изменения удельного дебита скважин по нефти (методика Лысенко), выделены параметры, в наибольшей степени влияющие на эффективность указанного метода повышения нефтеотдачи пластов. На основании полученных результатов с использованием метода линейного дискриминантного анализа по обоим вариантам получены статистические модели прогноза эффективности метода нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки нефтяных месторождений. В результате из 73 проанализированных в работе эксплуатационных объектов к высокоперспективным и перспективным отнесены 52 залежи с $P(Z)$ более 0,6. На основе вероятностных оценок $P(Z)$ проведено ранжирование объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» по перспективам реализации на них метода циклической закачки жидкости в пласт.

Список литературы

1. Справочная книга по добыче нефти / под ред. д-ра техн. наук Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1974. – 704 с.
2. Сургучев М.Л., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Гидродинамическое, акустическое, тепловое циклическое воздействие на нефтяные пласты. – М.: Недра, 1975. – 184 с.
3. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
4. Сургучев М.Л., Шарбатов И.Н. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: Недра, 1988. – 121 с.
5. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов / Т.С. Смирнова, Е.Ю. Долгова, Н.А. Меркитанов, А.Р. Тулегунов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 7. – С. 27–34.
6. Ахметов Н.З. Повышение эффективности регулирования выработки остаточных запасов из многопластового объекта циклическим заводнением: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Альметьевск, 2003. – 26 с.
7. Cyclic gas-steam well stimulations / Y.I. Stashok, D.G. Antoniady, R.T. Dramпов, A.R. Garushev // Proceedings of the Sixth European Symposium on Improved Oil Recovery, 21–23 May 1991, Stavanger. – Vol. 1, book 1. – P. 105–114. DOI: 10.2118/24201-MS
8. Илюшин П.Ю., Галкин С.В. Прогноз обводненности продукции добывающих скважин Пермского края с применением аналого-статистических методов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – № 1. – С. 76–84.
9. Кричлоу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования: пер. с англ. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
10. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 516 с.
11. Методика расчета технологий нестационарного отбора нефти и закачки воды / Н.И. Хисамутдинов, А.П. Скворцов, О.И. Буторин, Н.З. Ахметов, Г.А. Федотов, И.В. Владимиров // Нефтепромысловое дело. – 2000. – № 11. – С. 16–21.
12. Lim L. EOR set to take significant contribution // Oil and Gas J. – 1984. – Vol. 82, № 14. – P. 38–105.
13. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited. P. 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects // SPE Reservoir Engineering. – 1997. – Vol. 12, № 3. – P. 189–198.
14. Abrams A. The influence of fluid viscosity, interfacial tension, and flow velocity on residual oil saturation left by water-flood // Annu. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs. – 1974. – SPE Paper № 5050.

References

1. Spravochnaia kniga po dobyche nefiti [Reference book for oil extraction]. Ed. Sh.K. Gimatudinov. Moscow: Nedra, 1974. 704 p.
2. Surguchev M.L., Kuznetsov O.L., Simkin E.M. Gidrodinamicheskoe, akusticheskoe, teplovoe tsiklicheskoe vozdeistvie na neftianye plasty [Hydrodynamic, acoustic, thermal cyclic stimulation of oil beds]. Moscow: Nedra, 1975. 184 p.
3. Surguchev M.L. Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniia nefteotdachi plastov [Secondary and tertiary methods of oil recovery improvement]. Moscow: Nedra, 1985. 308 p.

4. Surguchev M.L., Shecharbatov I.N. Tsiklichesкое vozdeistvie na neodnorodnye nefianye plasty [Cyclic stimulation of heterogeneous oil strata]. Moscow: Nedra, 1988. 121 p.
5. Smirnova T.S., Dolgova E.Iu., Merkitanov N.A., Tulegenov A.R. Gidrodinamicheskie metody povysheniia nefteotdachi plastov [Hydrodynamic methods of enhanced oil recovery]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2013, no. 7, pp. 27–34.
6. Akhmetov N.Z. Povyshenie effektivnosti regulirovaniia vyrabotki ostatochnykh zapasov iz mnogoplastovogo ob'ekta tsiklicheskim zavodneniem [Improved efficiency of controlling a working of residual reserves in multipay wells by cyclic flooding]. Abstract of the thesis of the candidate of technical sciences. Al'met'evsk, 2003. 26 p.
7. Stashok Y.I., Antoniady D.G., Drampov R.T., Garushev A.R. Cyclic gas-steam well stimulations. *Proceedings of the Sixth European Symposium on Improved Oil Recovery*, May 21–23, Stavanger, 1991, vol. 1, book I, pp. 105–114. DOI: 10.2118/24201-MS
8. Iliushin P.Iu., Galkin S.V. Prognoz obvodnennosti produktcii dobyvaiushchikh skvazhin Permskogo kraia s primeneniem analogo-statisticheskikh metodov [Water cut forecast for oil wells in Perm kraj by analogy-statistical methods]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2011, no. 1, pp. 76–84
9. Krichlou G.B. Sovremennaiia razrabotka nefiannykh mestorozhdenii – problemy modelirovaniia [Problems of simulating modern oil field development]. Moscow: Nedra, 1979. 303 p.
10. Lysenko V.D. Innovatsionnaia razrabotka nefiannykh mestorozhdenii [Innovative development of oil fields]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2000. 516 p.
11. Khisamutdinov N.I., Skvortsov A.P., Butorin O.I., Akhmetov N.Z., Fedotov G.A., Vladimirov I.V. Metodika rascheta tekhnologii nestatsionarnogo otbora nefii i zakachki vody [Method of calculations of a technology for oil withdrawal and water injection]. *Neftepromyslovoe delo*, 2000, no. 11, pp. 16–21.
12. Lim L. EOR set to take significant contribution. *Oil and Gas J.*, 1984, vol. 82, no. 14, pp. 38–105.
13. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited. P. 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE Reservoir Engineering*, 1997, vol. 12, no. 3, pp. 189–198.
14. Abrams A. The influence of fluid viscosity, interfacial tension, and flow velocity on residual oil saturation left by water-flood. *Annu. Fall Meeting of Soc. Petroleum Engrs*, 1974, SPE paper no. 5050.

Об авторе

Чумаков Геннадий Николаевич (Пермь, Россия) – ведущий инженер отдела эксплуатации геологических и гидродинамических моделей ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (614990, г. Пермь, ул. Ленина, 62; e-mail: chumakovgena@yandex.ru).

About the author

Gennadii N. Chumakov (Perm, Russian Federation) – Senior Engineer, Department of Application of Geologic and Hydrodynamic Models, LLC “LUKOIL-PERM” (614990, Perm, Lenina st., 62; e-mail: chumakovgena@yandex.ru).

Получено 11.09.2014

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Чумаков Г.Н. Вероятностная оценка эффективности применения метода циклической закачки жидкости в пласт // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 13. – С. 49–58. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.5

Please cite this article in English as:

Chumakov G.N. Probabilistic estimate of effectiveness of the method of cyclic bed fluid injection. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no. 13, pp. 49–58. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.5