

УДК 622.276.43

СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ППД ЗАВОДНЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ТЕРРИГЕННОГО И КАРБОНАТНОГО ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ

Фадеев А.П.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь,
e-mail: Aleksandr.Fadeev@pnn.lukoil.com

Выполнен анализ влияния закачки воды в пласт на добычу нефти для турнейских карбонатных и тульских терригенных отложений. Для анализа использованы статистические методы: корреляционный и регрессионный анализ. Использовались данные по ежемесячной и накопленной добыче нефти, а также ежемесячной и накопленной закачке воды в продуктивный пласт. По этим данным были выполнены исследования по оценке влияния объема месячной закачки воды в пласт на месячную добычу нефти. Для исследования было принято такое условие, что нагнетательная скважина оказывает влияние только на близкорасположенные добывающие скважины. Между параметрами месячной закачки и месячной добычи нефти было обосновано отсутствие корреляционной зависимости. Далее для оценки эффективности нагнетания воды в пласт было принято решение использовать данные накопленного объема закачки воды и накопленного объема добычи нефти. Было выявлено, что между параметрами накопленного объема закачки воды и накопленного объема добычи нефти существует явная зависимость. На графиках было выделено два периода работы добывающих скважин: в первый период режим работы нагнетательных скважин циклический, во второй – постоянный. Результат оценки влияния закачки на добычу нефти показывает, что закачка воды в пласт имеет разную степень влияния на разных объектах разработки. Было выявлено, что в тульских отложениях закачка воды в пласт эффективна только при циклическом режиме, так как при смене режима закачки на постоянный эффективность по всем скважинам, независимо от выработки запасов и их расположения, значительно уменьшилась. Опираясь на полученный результат, можно сказать, что для каждого объекта разработки необходимо реализовывать индивидуальный режим закачки воды в пласт согласно геологическим условиям.

Ключевые слова: месторождение, добыча нефти, закачка воды, добывающая скважина, нагнетательная скважина, коэффициент корреляции, уравнение регрессии, выработка запасов, система ППД

STATISTICAL ANALYSIS OF THE SYSTEM PPD OF THE FLOOD ON THE EXAMPLE OF TERRIGENOUS AND CARBONATE OBJECTS OF DEVELOPMENT

Fadeev A.P.

«PermNIPIneft» branch of «LUKOIL-Engineering», Perm, e-mail: Aleksandr.Fadeev@pnn.lukoil.com

The analysis of the effect of water injection into the reservoir on oil production for the Tournaisian carbonate and Tula terrigenous sediments has been performed. For the analysis, statistical methods were used: correlation and regression analysis. We used data on monthly and cumulative oil production, as well as monthly and cumulative water injection into the reservoir. According to these data, studies have been performed to assess the impact of the volume of monthly water injection into the reservoir on monthly oil production. For the study, it was assumed that the injection well affects only nearby producing wells. The absence of correlation between the parameters of the monthly injection and monthly oil production was justified. Further, to assess the efficiency of water injection into the reservoir, it was decided to use the data of the accumulated volume of water injection and the accumulated volume of oil production. It was found that there is a clear relationship between the parameters of the accumulated volume of water injection and the accumulated volume of oil production. The graphs highlighted two periods of operation of producing wells: in the first period, the mode of operation of injection wells is cyclic, in the second – constant. The result of the evaluation of the effect of injection on oil production shows that the injection of water into the reservoir has a different degree of influence at different development sites. It was found that in the Tula deposits, water injection into the reservoir is effective only in cyclic mode, since when changing the injection mode to a constant one, the efficiency of all wells, regardless of the development of reserves and their location, has significantly decreased. Based on the result obtained, it can be said that for each development object it is necessary to implement an individual mode of water injection into the reservoir according to geological conditions.

Keywords: field, oil production, water injection, production well, injection well, correlation coefficient, regression equation, reserves development, PPD system

В настоящее время большинство месторождений нефти и газа на территории Пермского края разрабатывается с использованием системы поддержания пластового давления (ППД). В связи с этим существует возможность выполнить оценку эффективности систем ППД в различных геологических условиях.

Цель исследования: оценить влияние закачки воды на добычу нефти для терригенных и карбонатных отложений.

Для анализа использованы статистические методы: корреляционный и регрессионный анализ. Использовались данные по ежемесячной и накопленной добыче нефти, а также ежемесячной и накопленной закач-

ке воды в продуктивный пласт и геолого-физические характеристики объектов исследования.

В данной статье выполняется анализ влияния закачки воды в пласт на добычу нефти из тульских терригенных и турнейских карбонатных отложений.

Приведем краткую геолого-физическую характеристику объекта Т: коэффициент песчаности – 0,21–0,8 д. ед., коэффициент пористости – 0,06–0,18 д. ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,25–0,96 д. ед., коэффициент проницаемости (ГИС) – 0,0003–0,252 мкм², коэффициент расчлененности – 1–7 ед., коллектор – известняк.

Для объекта Тл2а: коэффициент песчаности – 0,2–0,79 д. ед., коэффициент пористости – 0,11–0,26 д. ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,5–0,95 д. ед., коэффициент проницаемости (ГИС) – 0,0012–1,565 мкм², коэффициент расчлененности – 2–5 ед., коллектор – песчаник.

Отсюда видно различие объектов разработки по геологическим характеристикам.

Схема размещения скважин по терригенному и карбонатному объектам приведена на рис. 1.

Исследование системы ППД на примере объекта разработки Т

Для оценки влияния закачки воды (V_{H_2O}) в пласт на добычу нефти ($V_{НЕФТИ}$) из пласта Т использовались данные по нагнетательной скважине 472. Анализ влияния закачки на добычу нефти выполнен с июля 1993 г. по апрель 2018 г.

Ранее были выполнены исследования влияния закачки воды на добычу нефти, которые представлены в работах [1; 2].

Для исследования построены уравнения регрессии зависимости месячной добычи нефти $V_{НЕФТИ}^M$ от месячной закачки $V_{H_2O}^M$ по скважинам по объекту разработки Т (табл. 1).

Таблица 1
Уравнения регрессии зависимости $V_{НЕФТИ}^M$ от $V_{H_2O}^M$

Скважины	Свободный член	Угловой член	Коэффициент корреляции – г
Скв. 403	81,348	0,007	–0,083
Скв. 404	129,69	0,026	0,167
Скв. 405	64,540	–0,011	–0,151
Скв. 474	29,808	0,01	0,146
Скв. 477	100,175	0,006	0,046
Скв. 478	50,446	–0,00006	–0,001

Анализ значений свободных и угловых членов уравнений регрессии, а также коэффициентов г показывает, что количественно оценить влияние $V_{H_2O}^M$ на $V_{НЕФТИ}^M$ с помощью уравнений регрессии не представляется возможным. Это хорошо видно по очень низким значениям коэффициентов корреляции г. Для оценки влияния объема закачанной воды в пласт на добычу нефти используем накопленные значения закачиваемой воды в пласт ($\sum V_{H_2O}$) и накопленные значения добычи нефти ($\sum V_{НЕФТИ}$).

Варианты применения статистических методов анализа в научных исследованиях для решения аналогичных задач приведены в работах [3–5].

Изменения значений $\sum V_{НЕФТИ}$ от $\sum V_{H_2O}$ приведены на рис. 2.

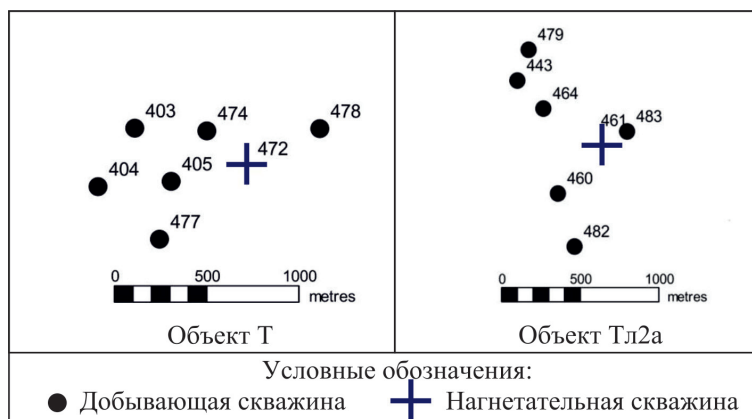


Рис. 1. Схема расположения скважин

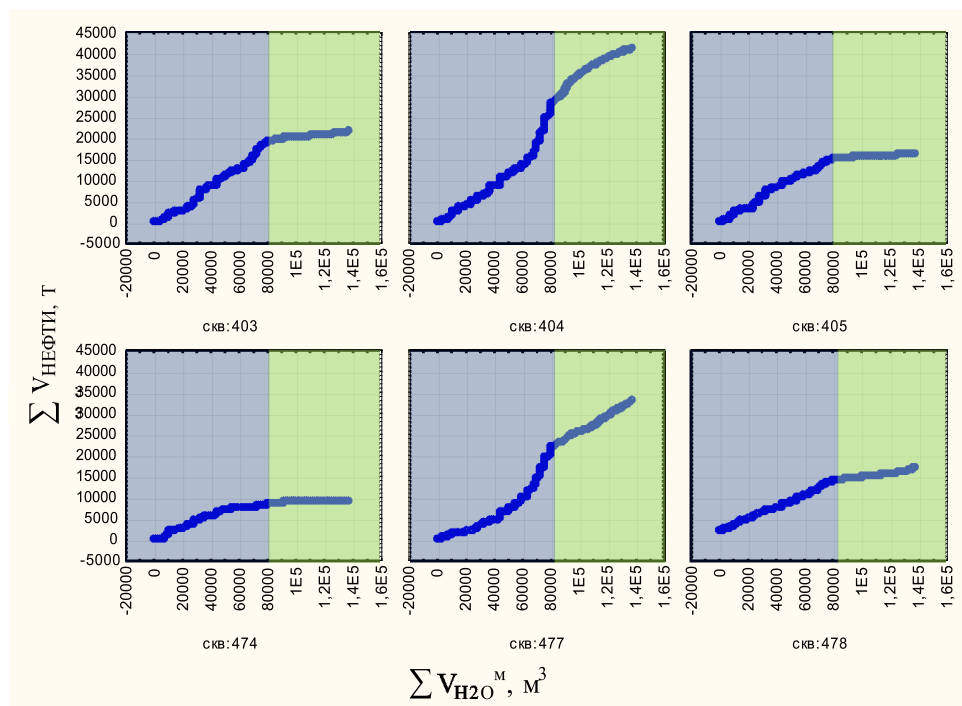


Рис. 2. Изменение значений $\Sigma V_{\text{НЕФТИ}}$ от значений $\Sigma V_{\text{Н2О}}$ по добывающим скважинам

Таблица 2

Уравнения регрессии зависимостей $\Sigma V_{\text{НЕФТИ}}$ от $\Sigma V_{\text{Н2О}}$

Тип закачки	Свободный член	Угловой член	Коэффициент корреляции – r
Скв. 403			
Циклическая	–1478,4517	0,2405	0,994
Постоянная	16475,1763	0,0347	0,986
Скв. 404			
Циклическая	–2524,6643	0,2956	0,966
Постоянная	11952,5843	0,2183	0,978
Скв. 405			
Циклическая	–81,7158	0,1893	0,994
Постоянная	13397,3873	0,0195	0,981
Скв. 474			
Циклическая	577,9304	0,1087	0,965
Постоянная	8358,9565	0,0047	0,769
Скв. 477			
Циклическая	–2968,5178	0,236	0,944
Постоянная	5793,3695	0,1953	0,997
Скв. 478			
Циклическая	1669,7394	0,1476	0,997
Постоянная	10110,2329	0,0461	0,964

Отсюда видно, что при увеличении значений $\Sigma V_{\text{Н2О}}$ для всех шести скважин наблюдается повышение $\Sigma V_{\text{НЕФТИ}}$, но динамика их изменений для скважин индивидуальна. Отметим, что до объема накопленной закачки, равной 80967 м³

(с июля 1993 г. по май 2012 г.), применялась циклическая закачка (синий цвет), а с 81564 по 140000 м³ (с июня 2012 г. по апрель 2018 г.) закачка воды в пласт была постоянной (зелёный цвет). Это позволяет оценить влияние $\Sigma V_{\text{Н2О}}$ на $\Sigma V_{\text{НЕФТИ}}$. Для

количественной оценки влияния $\sum V_{H_2O}$ на $\sum V_{НЕФТИ}$ будем использовать регрессионный анализ. Уравнения регрессии зависимостей $\sum V_{НЕФТИ}$ от $\sum V_{H_2O}$ в период циклической и постоянной закачки приведены в табл. 2.

Отсюда видно, что циклическая закачка эффективна для всех 6 скважин независимо от их местоположения относительно нагнетательной скважины 472. При постоянной закачке эффективность наблюдается только в 404 и 477 добывающих скважинах, которые находятся на юго-западе от нагнетательной скважины 472.

Из анализа средних значений коэффициентов проницаемости по скважинам следует, что наименьшие значения проницаемости наблюдаются в районе скв. 478, максимальные значения в районе скв. 474. Также следует отметить, что наблюдается увеличение коэффициентов проницаемости с северо-востока на юго-запад.

Изменение выработки запасов нефти, приходящихся на каждую добывающую скважину, приведено на рис. 3.

Анализ значений выработки показал, что циклическая закачка оказала наимень-

шее влияние на выработку запасов в скв. 404 и 477, и только постоянная закачка позволила повысить выработку запасов в этих скважинах, расположенных на юго-западе от нагнетательной скважины 472. Следует отметить, что наибольшая выработка за период циклической закачки достигнута в добывающих скважинах 403 и 474. Это объясняется тем, что они располагаются в области максимальных значений коэффициента проницаемости.

Анализ влияния нагнетательной скважины 461, пласт Тл2а

Для оценки влияния закачки воды в пласт на добычу нефти в тульских отложениях использовались данные по нагнетательной скважине 461. Анализ влияния закачки на добычу нефти выполнен с июля 1993 г. по апрель 2018 г.

Как и для объекта разработки Т, был проведен аналогичный анализ влияния $V_{H_2O}^M$ на $V_{НЕФТИ}^M$ в добывающих скважинах 443, 460, 464, 479, 482, 483.

Уравнения регрессии зависимости $V_{НЕФТИ}^M$ от $V_{H_2O}^M$ по скважинам по объекту разработки Тл2а приведены в табл. 3.

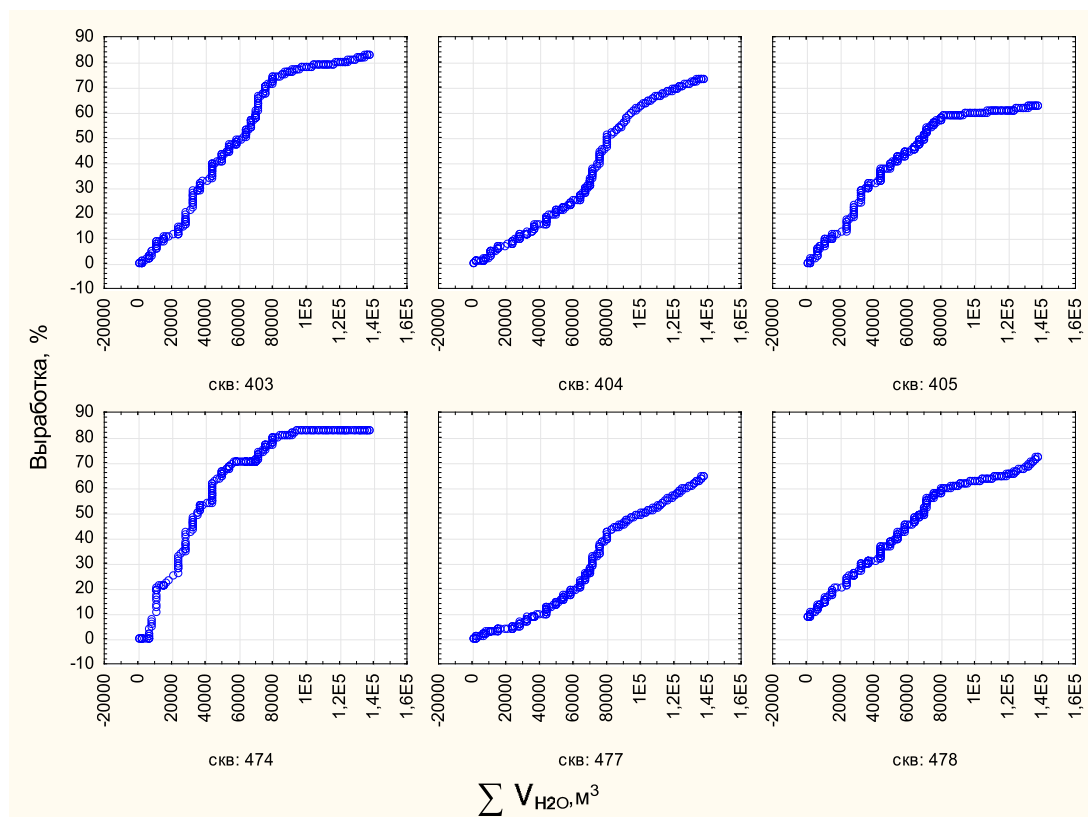


Рис. 3. Изменение выработки запасов нефти, пласт Т

Таблица 3
Уравнения регрессии зависимости
 $V_{\text{НЕФТИ}}^M$ от $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$

Скважины	Свобод- ный член	Угловой член	Коэффициент корреляции – r
Скв. 443	43,8009	–0,0069	–0,1934
Скв. 460	138,794	–0,01	–0,0990
Скв. 464	57,835	0,0066	0,1231
Скв. 479	95,384	0,0157	0,1828
Скв. 482	44,8868	0,0116	0,2318
Скв. 482	18,7525	0,0051	0,0904

Отсюда следует, что как для карбонатных, так и для терригенных объектов разработки установить количественное влияние $V_{\text{H}_2\text{O}}^M$ на $V_{\text{НЕФТИ}}^M$ нельзя, о чем убедительно свидетельствуют статистически не значимые коэффициенты корреляции.

Как и для карбонатного объекта разработки, для оценки влияния объема закачанной воды в пласт на добычу нефти будем использовать накопленные значения закачиваемой воды в пласт ($\sum V_{\text{H}_2\text{O}}$) и накопленные значения добычи нефти ($\sum V_{\text{НЕФТИ}}$).

Изменения значений $\sum V_{\text{НЕФТИ}}$ от $\sum V_{\text{H}_2\text{O}}$ приведены на рис. 4.

Отсюда видно, что при увеличении значений $\sum V_{\text{H}_2\text{O}}$ для всех шести скважин наблюдается повышение $\sum V_{\text{НЕФТИ}}$, но динамика их изменения различна. Как и для объекта разработки Т, здесь использовали два вида закачки: вначале циклическая (синий цвет), затем постоянная закачка (зелёный цвет). Циклическая закачка была применена до достижения объема накопленной закачки, равного 70256 м³ (с июля 1993 г. по июнь 2012 г.), затем применялась постоянная закачка (с июля 2012 г. по апрель 2018 г.). Для количественной оценки влияния $\sum V_{\text{H}_2\text{O}}$ на $\sum V_{\text{НЕФТИ}}$ будем использовать регрессионный анализ.

Уравнения регрессии зависимостей $\sum V_{\text{НЕФТИ}}$ от $\sum V_{\text{H}_2\text{O}}$ в период циклической и постоянной закачки представлены в табл. 4.

Анализ уравнений регрессии зависимостей $\sum V_{\text{НЕФТИ}}$ от $\sum V_{\text{H}_2\text{O}}$ показывает, что циклическая закачка оказывает значительное влияние на 5 добывающих скважин. Для скв. 483 эффективность влияния закачки воды на добычу нефти значительно ниже. При постоянной закачке наибольшая эффективность наблюдается в скважине 479, значительно меньше эффективность в скважинах 460, 464, 482 и 483.

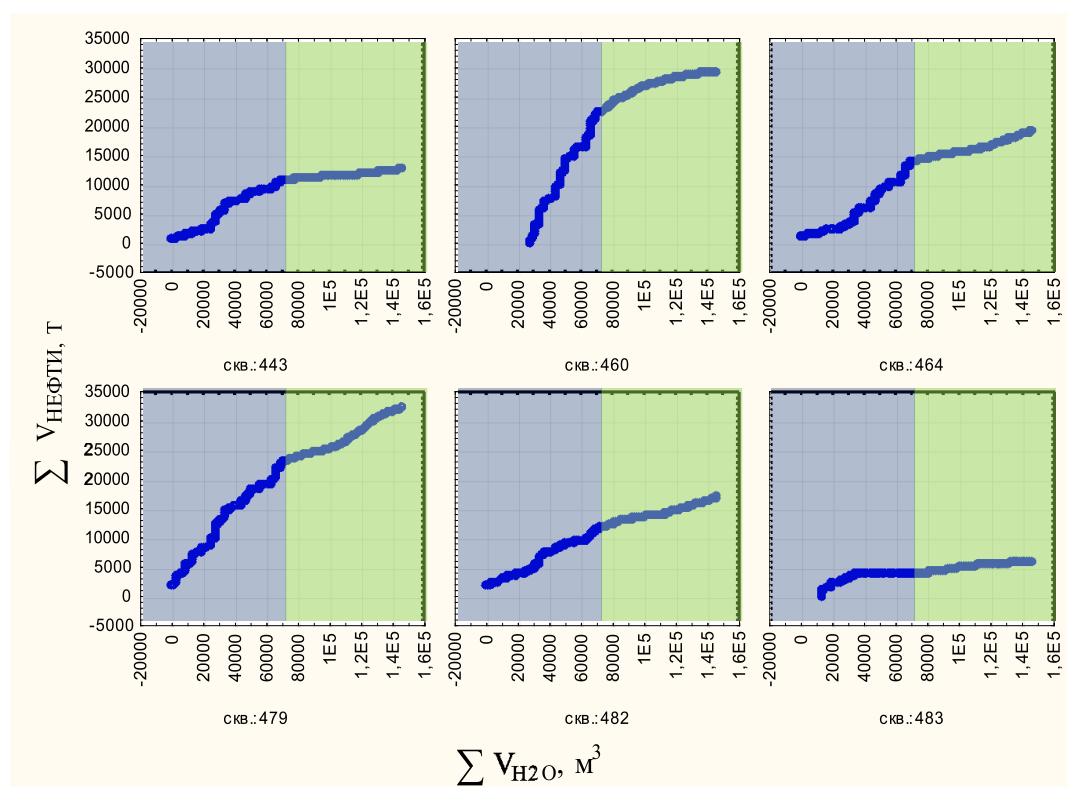


Рис. 4. Изменение значений $\sum V_{\text{НЕФТИ}}$ от значений $\sum V_{\text{H}_2\text{O}}$ по добывающим скважинам

Таблица 4

Уравнения регрессии зависимостей $\sum V_{\text{НЕФТИ}}$ от $\sum V_{\text{H}_2\text{O}}$

Тип закачки	Свободный член	Угловой член	Коэффициент корреляции – r
Скв. 443			
Циклическая	–95,1686	0,1558	0,978
Постоянная	8998,0859	0,0231	0,993
Скв. 460			
Циклическая	–12472,9569	0,4817	0,992
Постоянная	16354,4809	0,0939	0,966
Скв. 464			
Циклическая	–1765,0243	0,1979	0,969
Постоянная	8932,5533	0,0655	0,989
Тип закачки	Свободный член	Угловой член	Коэффициент корреляции – r
Скв. 479			
Циклическая	2827,7977	0,2811	0,986
Постоянная	12951,7522	0,1292	0,984
Скв. 482			
Циклическая	991,0617	0,1441	0,985
Постоянная	7056,7074	0,0641	0,992
Скв. 483			
Циклическая	1660,3539	0,0384	0,741
Постоянная	1802,7082	0,029	0,977

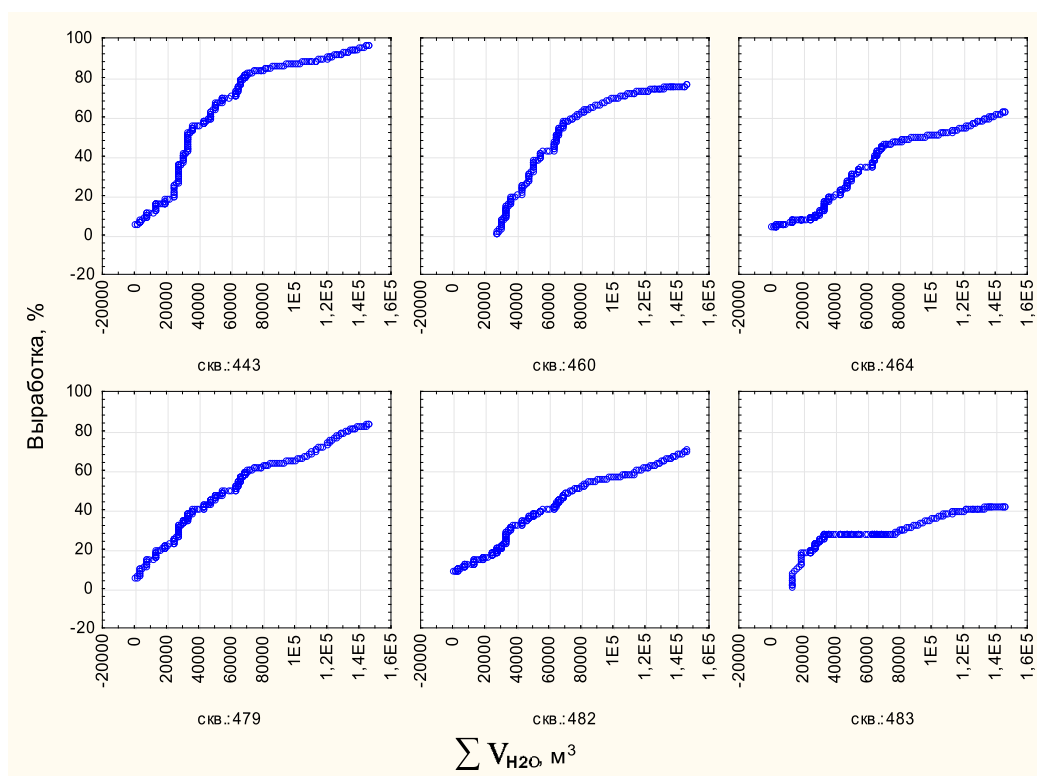


Рис. 5. Изменение выработки запасов нефти, пласт Тл2а

Выполнив анализ средних значений коэффициентов проницаемости, в некоторой степени можно обосновать незначительное влияние закачки воды в пласт на добычу

нефти в скважине 483 из-за низких значений проницаемости. Следует отметить, что наблюдается увеличение коэффициентов проницаемости с северо-востока на юго-запад.

Таблица 5

Коэффициент проницаемости объектов разработки

Объект разработки	Минимальное значение Кпр, мкм ²	Максимальное значение Кпр, мкм ²	Дисперсия
Тл2а	0,0012	1,565	361271,3
Т	0,0003	0,252	8768,955

Изменение выработки запасов нефти, приходящихся на каждую добывающую скважину, приведено на рис. 5.

Анализ значений выработки запасов показал, что в период циклической закачки максимальная выработка запасов наблюдается в скв. 443 (80 %), а в остальных скважинах выработка варьируется от 30 до 60 %. После смены циклической закачки на постоянную её эффективность значительно уменьшилась (для скважин с выработкой запасов на конец периода циклической закачки – до 60 %). Произошло резкое обводнение добывающих скважин, связанное со слоистой неоднородностью пласта. Неоднородность пласта Тл2а подтверждается анализом коэффициентов проницаемости – Кпр (табл. 5).

При использовании постоянного режима закачки воды в неоднородном слоистом пласте происходит опережающее продвижение воды по пропласткам, обладающим наибольшей проницаемостью. Анализ коэффициентов проницаемости объектов разработки показал, что тульский объект в значительной мере характеризуется большей неоднородностью. Следовательно, для объекта разработки Тл2а наилучший эффект дает только циклический режим закачки.

Выводы

В заключение следует сказать, что была выполнена оценка влияния закачки воды на добычу нефти, применены статистические методы, и было обосновано то, что закачка воды в пласт имеет разную степень влияния на терригенном и карбонатном объектах разработки. Было выявлено, что в турнейских отложениях закачка воды в пласт эффективна при циклическом режиме для всех добывающих скважин, постоянная закачка позволяет выработать запасы в скважинах, расположенных на юго-западе от нагнетательной скважины 472. В тульских отложениях закачка воды в пласт эффективна только при циклическом режиме, так как при смене режима закачки на постоянный эффективность по всем скважинам, незави-

симо от выработки запасов и их расположения, значительно уменьшилась. Опираясь на полученный результат, можно сказать, что для каждого объекта разработки необходимо реализовывать индивидуальный режим закачки воды в пласт согласно геологическим условиям.

Список литературы / References

1. Андреев В.Е., Чудинова Д.Ю., Чижов А.П., Чибисов А.В. Оптимизация системы заводнения в терригенных и карбонатных коллекторах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 4. С. 42–53.
- Andreev V.E., Chudinova D.Yu., Chizhov A.P., Chibisov A.V. Optimization system waterflood in terrigenous and carbonate reservoirs // Problems of collection, preparation and transportation of oil and oil products. 2016. № 4. P. 42–53 (in Russian).
2. Максимов М.Н. Оценка эффективности системы ППД на Кальчинском нефтяном месторождении // Вестник Пермского университета. Геология. 2016. № 2. С. 77–82. DOI: 10.17072/psu.geol.31.77.
- Maximov M.N. Evaluation of Formation Pressure Maintenance (FPM) Effectiveness in the Kalchinskoe Oil Field // Vestnik Permского universiteta. Geologiya. 2016. № 2. P. 77–82 (in Russian).
3. Кривошеков С.Н., Галкин В.И., Козлова И.А. Определение перспективных участков геолого-разведочных работ на нефть вероятностно-статистическими методами на примере территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. Т. 11. № 4. С. 7–15.
- Krivoshechikov S.N., Galkin V.I., Kozlova I.A. Determination of potentially oil bearing areas by behavioristical method by the example of Perm region // Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering. 2012. V.11. № 4. P. 7–15 (in Russian).
4. Денисов С.В., Исмагилов Р.Н., Сидельников К.А. Результаты применения метода последовательного прогнозирования вероятностей для дискриминантного анализа сложных моделей пласта // Известия тульского государственного университета. Естественные науки. 2009. С. 211–216.
- Denisov S.V., Ismagilov R.N., Sidelnikov K.A. Results of applying the method of successive prediction of probabilities for discriminant analysis of complex reservoir models // News of Tula State University. Natural Sciences. 2009. P. 211–216 (in Russian).
5. Галкин В.И., Бармин П.М. Применение статистического анализа для оценки влияния поддержания пластового давления на эффективность разработки турнейской залежи Опалихинского нефтяного месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2000. № 3. С. 53–59.
- Galkin V.I., Barmin P.M. The use of statistical analysis to assess the impact of maintaining reservoir pressure on the development efficiency of the Tournaisian deposit of the Opalikinsky oil field // Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering. 2000. № 3. P. 53–59 (in Russian).