



ЛАБОРАТОРНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ РАБОЧЕГО АГЕНТА НА КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЕСНЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «КАРАЖАНБАС»

М.К.Мустафаев¹, Е.К.Кайыржан²

¹АО «КазНИПИМунайгаз», Актау, Казахстан; ²АО «Каражанбасмунай», Актау, Казахстан

Laboratory and Experimental Studies of the Effect of Temperature of the Working Agent on the Displacement Coefficient of High-Viscosity Oil in the Conditions of the «Karazhanbas» Oil Field

M.K.Mustafayev¹, E.K.Kaiyrzhan²

¹JSC «KazNIPIMunaigas», Aktau, Kazakhstan; ²JSC «Karazhanbasmunay», Aktau, Kazakhstan

Abstract

The paper deals with laboratory-experimental studies of the effect of temperature of a working agent on the displacement coefficient of high-viscosity oil in conditions of the Karazhanbas oil field. According to the results of studies conducted by the laboratory center of JSC «KazNIPIMunaigas», it follows that an increase in the temperature of the working agent contributes to an increase in the displacement of oil, an increase in the oil displacement coefficient is noted for all lithotypes of the rocks. The dynamics of the displacement coefficient increases sharply as the temperature of the injected water rises from 50 °C and more. This is achieved due to a sharp decrease in the viscosity of oil (3 times) and increase its mobility, which is confirmed by the results of PVT studies of deep oil samples performed on 4 wells. Evaluation of the effect of mineralization on clay rocks showed that a decrease in mineralization negatively affects reservoir properties. A significant decrease in permeability with a decrease in the mineralization of injected water before complete desalination is associated with clay types: clays are represented by illites and smectites, which are highly prone to swelling. In the work on the basis of laboratory-experimental research, it is recommended to use hot water with a temperature in the range of 50-90 °C for an effective displacement of oil and to carry out an experimental industrial test.

Keywords:

High viscosity oil;
Displacement coefficient;
Lithotypes of rocks;
PVT study;
Mineralization;
Clay rocks;
Reservoir properties;
Permeability;
Laboratory-experimental research;
Oil displacement.

© 2017 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

В современных условиях сложившейся экономической ситуации на мировом рынке решение проблемы рентабельной эксплуатации месторождения является одной из первостепенных задач, предопределяющих необходимость поиска альтернативных, более экономически эффективных и менее затратных методов извлечения нефти применительно к специфическим условиям месторождений.

Особенно остро эти проблемы встают при эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений с высоковязкой нефтью, разработка которых требует, как правило, применения тепловых методов [1,2].

К таким месторождениям относится нефте-

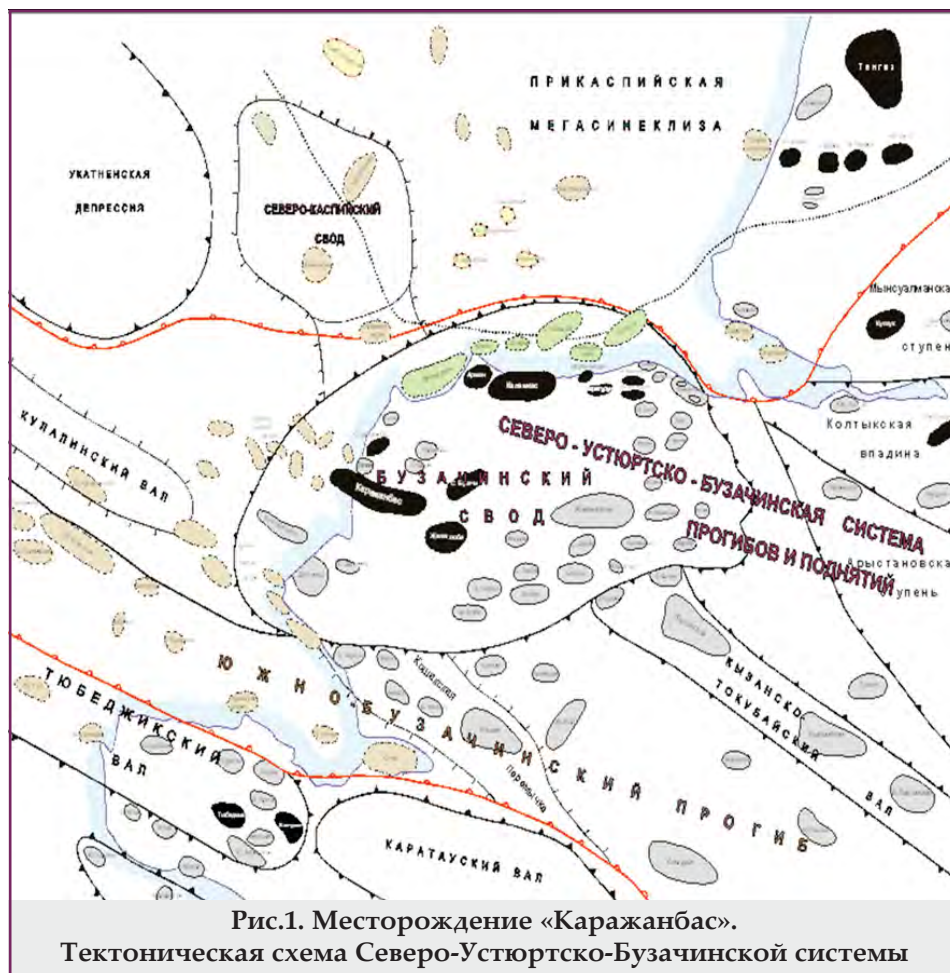
газовое месторождение «Каражанбас», содержащее нефти вязкостью более 500 мПа·с., для извлечения которых на отдельных участках месторождения применяется паротепловое воздействие (ПТВ).

При проектировании тепловых методов особое внимание необходимо уделять объёму и качеству информации о геологическом строении и геолого-физической характеристике пластовых систем, анализу текущего состояния объектов разработки, определению степени выработки запасов на участках и оценке их энергетического и термодинамического потенциала [3].

Технологию ПТВ применяли в 2005-2008 гг. на восточном и в 2011 г. на северном участке этого месторождения. В последние годы в процессе закачки пара наблюдается снижение среднегодовых дебитов нефти, рост обводненности про-

*E-mail: Turkpenbaeva_B@kaznipi.kz

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20170400332>



дукции, снижение температуры на забое добывающих скважин, ухудшение энергетического потенциала пластов [4].

Снижение эффективности применения технологии ПТВ на вышеуказанных участках свидетельствует о несоблюдении условий приготовления и закачки паротеплового агента, значительном снижении показателя сухости пара при его транспортировке от парогенератора к забою скважин. В результате существенно снижается термодинамический потенциал пласта и ухудшается степень подвижности нефти.

При наблюдаемом снижении эффективности технологии закачки пара расходы на его производство остаются, на сегодня, достаточно высокими, значительно превышающими расходы при закачке воды. Факторами влияющими на повышение себестоимости ПТВ являются дополнительные расходы на закачку газа и пресной воды, что приводит к снижению экономических показателей предприятия [5].

Учитывая актуальность вопроса оптимизации затрат предприятия, с одной стороны, и минимизацию рисков потери добычи нефти, с другой, возникает необходимость оценки экономической целесообразности перехода от закачки пара к закачке подтоварной воды. Очевидно, что данные работы необходимо выполнить в первую очередь на опытном участке месторождения, с последующим тиражированием на другие участки в случае положительного результата, но началом науч-

но-исследовательской работы должно являться определение влияния температуры закачиваемой воды на коэффициент вытеснения.

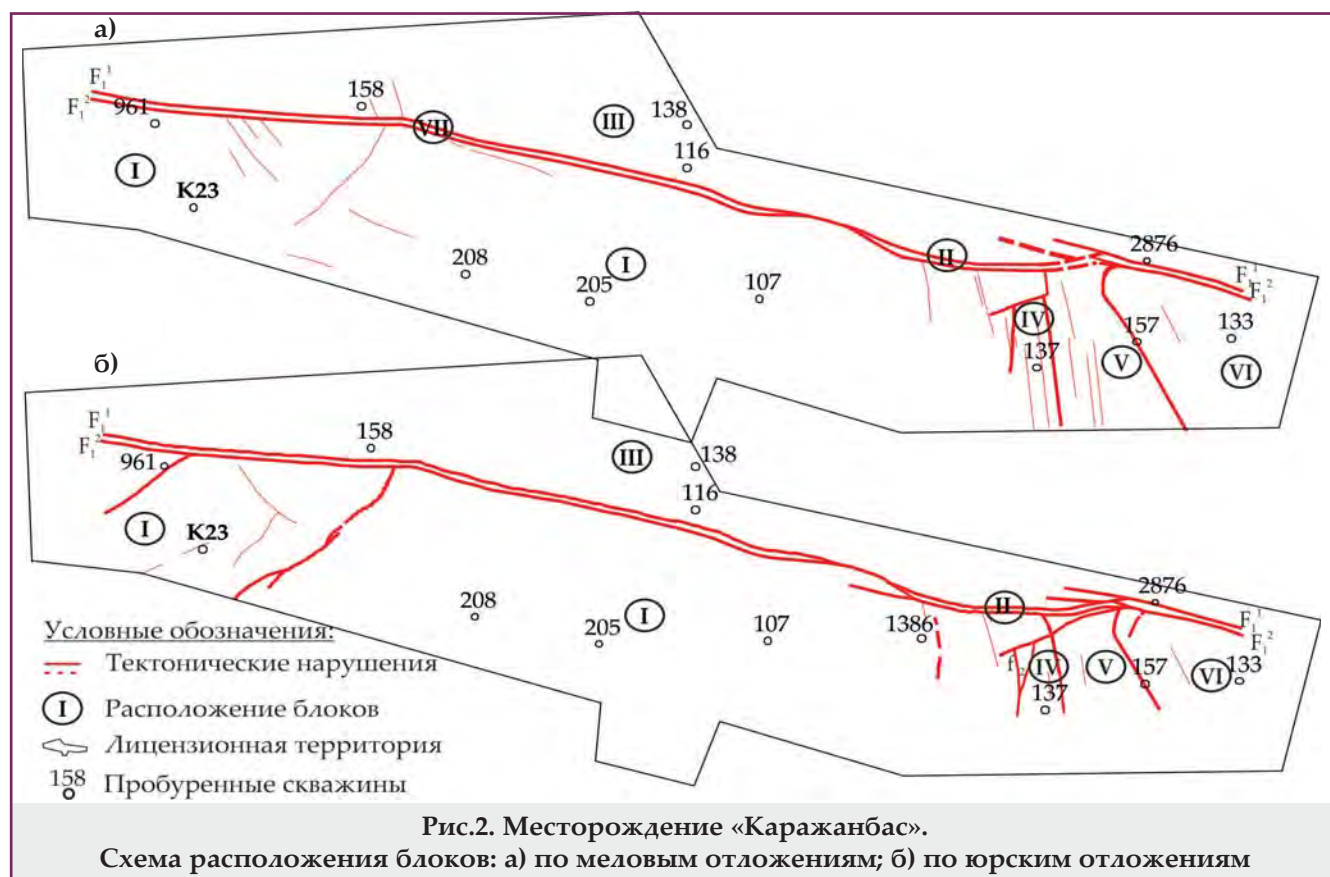
Исходя из вышеизложенного, прежде чем приступить к анализу результатов реализации тепловых методов на месторождении «Каражанбас» приведем краткие сведения о геологическом строении этого месторождения.

Нефтегазовое месторождение «Каражанбас» расположено в северо-западной части полуострова Бузачи на территории Мангистауской области Республики Казахстан [6].

В тектоническом отношении структура Каражанбас расположена в пределах Бузачинского свода, Северо-Устыртско-Бузачинской системы прогибов и поднятий и приурочена к брахиантиклинальной складке субширотного простирания (рис.1).

Нефтегазоносность месторождения связана со среднеюрскими и нижнемеловыми отложениями. В пределах продуктивного разреза выделены пласты (в меловых отложениях) и горизонты (в юрских отложениях) (рис.2).

На месторождении породами-коллекторами являются слабосцементированные песчаники (пески) мелкозернистые с единичными тонкими слоями или мелкими гнездами глин; с алевритовыми (алевритистыми) или с прослоями алевритов и редкими мелкими гнездами (прослоями) глин, а также слабосцементированные алевриты: крупнозернистые, песчаные,



неслоистые или с редкими слоями глинистого материала с пористостью ≥ 0.26 д.е., проницаемостью ≥ 0.02 мкм².

Все продуктивные горизонты объединены в три объекта разработки: I объект включает в себя залежи нефти, связанные с пластами А1, А2, Б и В; II объект – с пластами Г и Д1; III объект – связан с пластом Д2 и горизонтами Ю-I (верхний, средний и нижний пласты) и Ю-II (основной и линзовидный).

В 2016 г. с целью уточнения влияния температуры на коэффициент вытеснения нефти водой при различной температуре были проведены исследования в Центре научных лабораторных исследований АО «КазНИПИМунайгаз». Выбор интервалов для отбора 6-ти образцов керн проводился по следующим принципам:

- наличие керна из скважин, вскрывающих горизонты I-го объекта;
- выбор керна из центрального и восточного участка (пласты I объекта), соответствующего по литотипу и ФЕС

породам северного участка;

- охват всех литотипов пород с проницаемостью от 20 до 2000×10^{-3} мкм².

Образцы керна отобраны с использованием жидкого азота. В таблице 1 представлены интервалы отбора образцов и фильтрационно-ёмкостные свойства.

Перед началом проведения экспериментов образцы пород насыщались в вакуумном сатураторе пластовой водой. Образцы и флюиды были предварительно вакуумированы, нефть – обезвожена. Устьева проба нефти была отобрана из 3-х скважин (табл.2.)

Фильтрационные исследования выполнены методом нестационарной фильтрации на двухфазной фильтрационной системе. Образцы помещались в рентгенопрозрачный кернодержатель, где создавалось пластовое давление, равное 3.2 МПа, пластовая температура 26 °С и для восстановления смачиваемости выдерживались в пластовых условиях в течение 3-х недель. После этого закачивалась вода с повышением темпера-

Таблица 1

Месторождение «Каражанбас». Интервалы отбора образцов керн

| № скважины | Горизонт | Глубина отбора образца, м | Минералогическая плотность, г/см ³ | Пористость, д.ед. | Абсолютная проницаемость, $\times 10^{-3}$, мкм ² |
|------------|----------|---------------------------|---|-------------------|---|
| 3249 | А-1 | 253.82 | 2.390 | 0.292 | 760.4 |
| 3249 | В | 267.35 | 2.393 | 0.313 | 1596.8 |
| 3249 | В | 268.15 | 2.468 | 0.281 | 318.5 |
| 2948 | А-1 | 226.48 | 2.436 | 0.286 | 188.9 |
| 2948 | А-1 | 227.54 | 2.423 | 0.297 | 415.3 |
| 2948 | В | 242.5 | 2.296 | 0.198 | 26.21 |

Таблица 2

Характеристика устьевых проб нефти

| Скважина | Горизонт | Блок | Отработанное время в категории нефтяная с начала месяца, сут | Фактические показатели | | | | Текущий режим | | | Плотность нефти, т/м ³ | Объем устьевой пробы нефти, л |
|----------|---------------|-------|--|---|--|--|-------------------------------------|-------------------------------------|------------------|--------------------|-----------------------------------|-------------------------------|
| | | | | Ср. Дебит жидкости за предыдущий месяц, м ³ /сут | Ср. обводненность за предыдущий месяц, % | Ср. дебит нефти за предыдущий месяц, т/сут | Добыча нефти за предыдущий месяц, т | Дебит жидкости, м ³ /сут | Обводненность, % | Дебит нефти, т/сут | | |
| 5847 | I/A1 | | 264 | 5.7 | 55 | 2.4 | 75 | 6 | 64 | 2.03 | 0.939 | 5 |
| 5851 | I/A1 | | 264 | 11.1 | 32 | 7.1 | 220 | 10 | 40 | 5.63 | 0.939 | 5 |
| 5871 | I/A1 | | 264 | 11.2 | 57 | 4.5 | 141 | 11 | 56 | 4.54 | 0.939 | 5 |
| 4770W | I/A1; I/A2 | Свер. | 264 | 3.2 | 20 | 2.4 | 75 | 4 | 28 | 2.7 | 0.939 | 5 |

туры: 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80 и 90 °С. Результаты исследований представлены в таблице 3 и на рисунке 3.

Из результатов исследований следует, что

повышение температуры закачиваемой воды способствует увеличению вытеснения нефти, приросту коэффициента вытеснения нефти для всех литотипов пород:

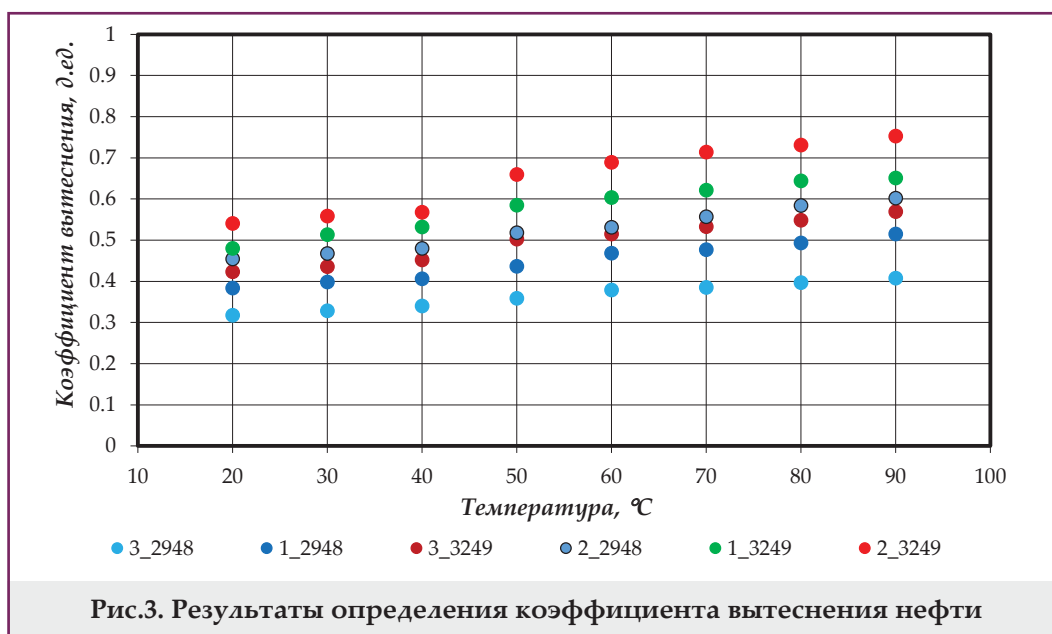


Таблица 3

Сводная таблица по результатам определения коэффициента вытеснения при разных температурах

| № п/п | № скв. | № обр. | Горизонт | Глубина, м | Плотность зерен, г/см ³ | Пористость, д. ед. | Проницаемость, мД | Коэффициент вытеснения нефти, д. ед. | | | | | | | |
|-------|--------|--------|----------|------------|------------------------------------|--------------------|-------------------|--------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | | | | | | | 20 °С | 30 °С | 40 °С | 50 °С | 60 °С | 70 °С | 80 °С | 90 °С |
| 1 | 2948 | 3-2948 | В | 242.50 | 2.296 | 0.198 | 26 | 0.317 | 0.329 | 0.340 | 0.358 | 0.379 | 0.385 | 0.397 | 0.408 |
| 2 | 2948 | 1-2948 | А-1 | 226.48 | 2.436 | 0.286 | 189 | 0.384 | 0.398 | 0.406 | 0.436 | 0.468 | 0.477 | 0.493 | 0.515 |
| 3 | 3249 | 3-3249 | В | 268.15 | 2.468 | 0.281 | 319 | 0.423 | 0.436 | 0.451 | 0.503 | 0.515 | 0.533 | 0.548 | 0.569 |
| 4 | 2948 | 2-2948 | А-1 | 227.64 | 2.423 | 0.297 | 415 | 0.454 | 0.467 | 0.480 | 0.518 | 0.531 | 0.557 | 0.584 | 0.602 |
| 5 | 3249 | 1-3249 | А-1 | 253.82 | 2.390 | 0.292 | 760 | 0.480 | 0.513 | 0.532 | 0.585 | 0.603 | 0.621 | 0.644 | 0.651 |
| 6 | 3249 | 2-3249 | В | 267.35 | 2.393 | 0.313 | 1597 | 0.540 | 0.558 | 0.567 | 0.659 | 0.689 | 0.714 | 0.731 | 0.753 |

- при повышении температуры от 20 до 90 °С коэффициент вытеснения образца с высокой проницаемостью - 1597×10^{-3} мкм² увеличился с 54 до 75.3%;
- при повышении температуры от 20 до 90 °С коэффициент вытеснения образца со средней проницаемостью - 415×10^{-3} мкм² увеличился с 45.4 до 60.2%;
- при повышении температуры от 20 до 90 °С коэффициент вытеснения образца с низкой проницаемостью - 26×10^{-3} мкм² увеличился с 31.7% до 40.75%.

Динамика коэффициента вытеснения резко увеличивается при повышении температуры закачиваемой воды от 50 °С и более. Достигается это в результате резкого снижения вязкости нефти (в 3 раза) и повышения ее подвижности с повышением температуры вытесняющего агента, что подтверждается результатами PVT-исследований глубинных проб нефти, выполненных по 4-м скважинам в 2015 г. (рис.4).

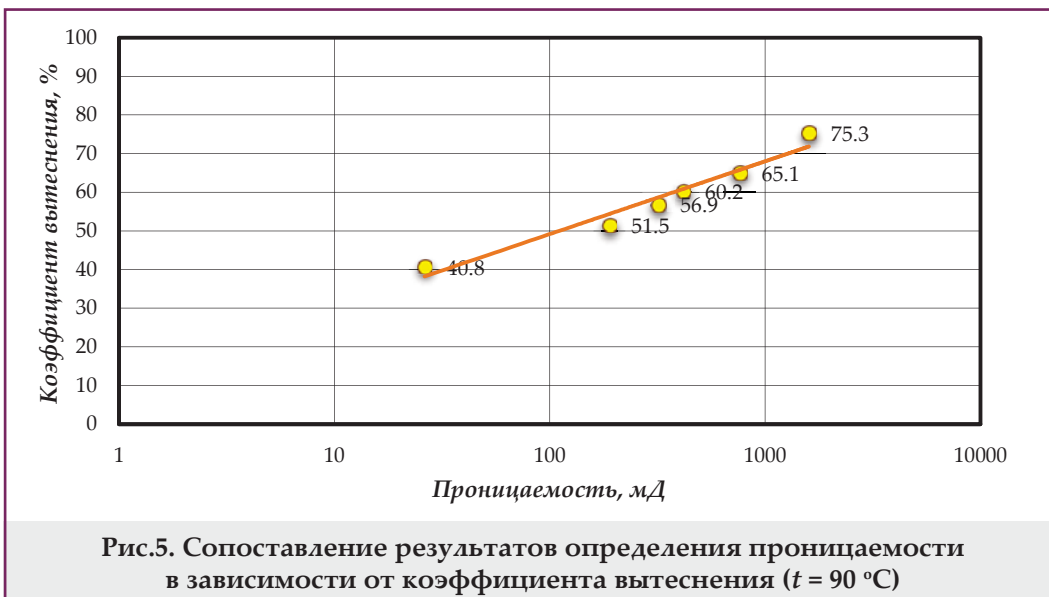
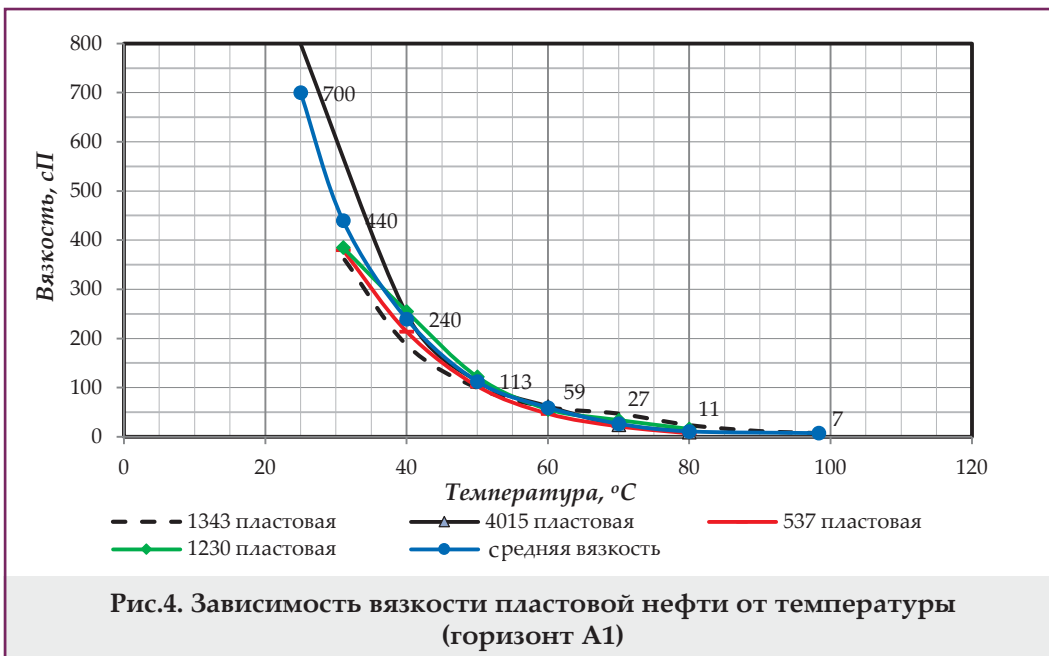
Анализ выполненных PVT-исследований указывает на резкое снижение вязкости нефти от 440 до 113 мПа·с при повышении температуры с 30 до 50 °С (рис.4).

Зависимость проницаемости от коэффициента вытеснения графически отображена на рисунке 5.

Как следует из графика, результаты выполненных исследований указывают на тесную связь между проницаемостью образцов керна и коэффициентом вытеснения нефти.

Для эффективного вытеснения нефти рекомендуется использовать горячую воду с температурой в пределах от 50 до 90 °С. Чрезмерное повышение температуры закачиваемой воды (пара) может привести к выпадению солей и её опреснению, что отрицательно повлияет на коллекторские свойства пород – снижение минерализации вытесняющего агента приведет к набуханию глинистых составляющих.

Оценка влияния минерализации закачиваемой воды на глинистые породы выполнялась



лабораторией «LTD Тяньцун». Результаты исследований в графическом отображении представлены на рисунке 6 [5].

Результаты исследований позволили установить:

- для коллекторов с проницаемостью более 600×10^{-3} мкм² снижение минерализации закачиваемой воды незначительно ухудшает проницаемость пород;
- для коллекторов с проницаемостью $250-600 \times 10^{-3}$ мкм² снижение минерализации закачиваемой воды до полного опреснения ухудшает проницаемость пород в 4-50 раз;
- закачка опресненной воды в коллекторы с проницаемостью ниже 250×10^{-3} мкм² приводит к набуханию глин и полному закупориванию поровых каналов и, как след-

ствие, приводит к ухудшению коллекторских свойств породы.

Согласно результатам исследований, представленных на рисунке 6, для пород-коллекторов с проницаемостью до 600×10^{-3} мкм² нижним пределом минерализации закачиваемой воды является величина, равная 5 г/л.

Значительное снижение проницаемости (4-50 раз) коллекторов с проницаемостью $250-600 \times 10^{-3}$ мкм² при снижении минерализации закачиваемой воды до полного опреснения, объясняется типами глин: глины представлены иллитами и смектитами, которые сильно подвержены к набуханию. В таблице 4 приведена литолого-петрографическая характеристика глин в породах [8].

Литолого-петрографическая характеристика глин в породах

Таблица 4

| Горизонт | Дата | Кол-во скважин | Кол-во определений | Среднее значение | | | Литологическая характеристика глин в породах |
|----------------|---------------|----------------|--------------------|------------------|--|-----------------|---|
| | | | | K_{np} д.ед. | $K_{np} \times 10^{-3}$ мкм ² | $S_{ног}$ д.ед. | |
| A ₁ | на 01/07/2007 | 18 | 89 | 0.324 | 1024 | 0.73 | смешанно-слоистые образования, представленные иллит-смектитом |
| Б | на 01/07/2007 | 12 | 37 | 0.321 | 299.2 | 0.694 | смешанно-слоистые образования, представленные иллит-смектитом |
| В | на 01/07/2007 | 18 | 44 | 0.308 | 259.8 | 0.67 | смешанно-слоистые образования, представленные иллит-смектитом |
| Г | на 01/07/2007 | 49 | 338 | 0.319 | 732.5 | 0.715 | иллит, заполняющий пору каолинит |
| Д | на 01/07/2007 | 11 | 91 | 0.312 | 745.6 | 0.705 | смешанно-слоистые образования, представленные иллит-смектитом |
| Ю-I | на 01/07/2007 | 27 | 392 | 0.325 | 1465.9 | 0.74 | покрывающий зерно и заполняющий поры каолинит и иллит |
| Ю-II | на 01/07/2007 | 11 | 218 | 0.320 | 607.6 | 0.71 | закупоривающими поры глинами (в основном аутигенным иллит и каолинит) |

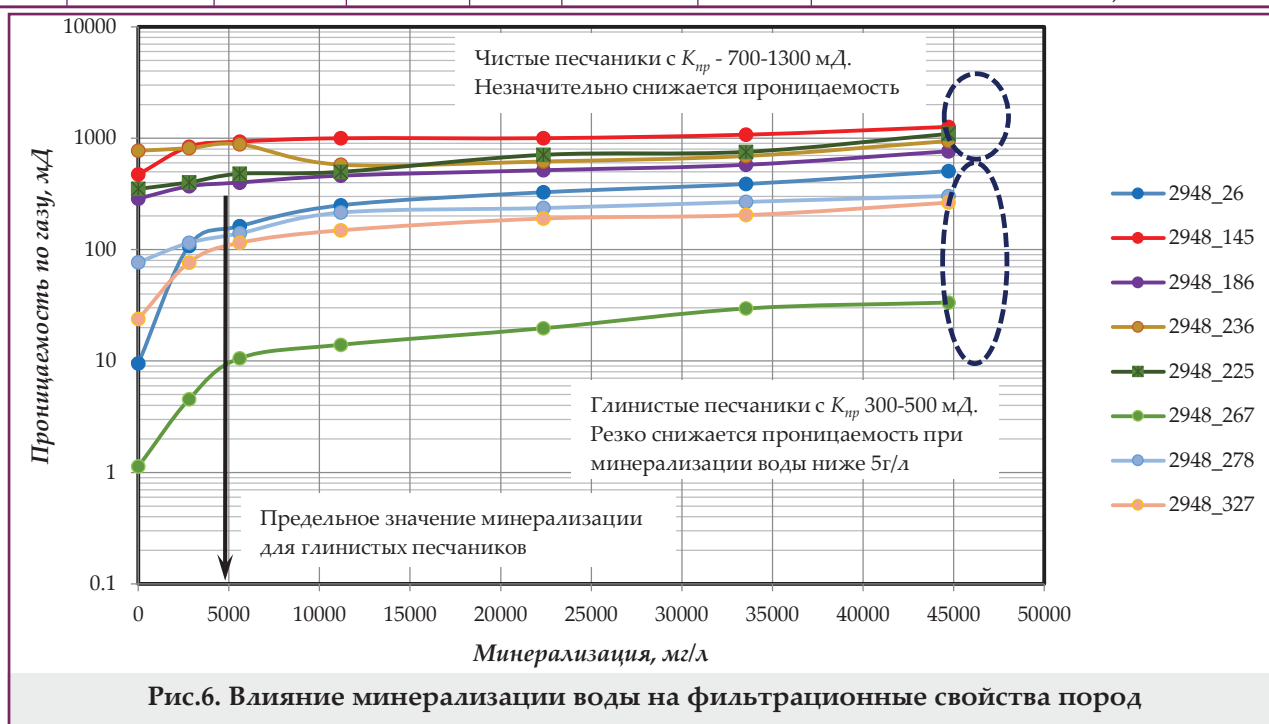


Рис.6. Влияние минерализации воды на фильтрационные свойства пород

Выводы

1. Из результатов исследований, проведенных лабораторным центром АО «КазНИПИМунайгаз», следует, что повышение температуры рабочего агента способствует увеличению вытеснения нефти, прирост коэффициента вытеснения нефти отмечается для всех литотипов пород.

2. Динамика коэффициента вытеснения резко увеличивается при повышении температуры закачиваемой воды от 50 °С и более. Достигается это благодаря резкому снижению вязкости нефти (в 3 раза) и повышению ее подвижности, что подтверждается результатами РВТ исследований глубинных проб нефти, выполненных по 4-м скважинам в 2015 г.

3. Оценка влияния минерализации на глинистые породы, выполненная лабораторией «LTD Тяньцун», показала, что снижение минерализации негативно влияет на коллекторские свойства: для высокопроницаемых коллекторов – ухудшает незначительно, для среднепроницаемых – ухудшает в 4-50 раз, для низкопроницаемых – приводит к набуханию глин и полному закупориванию поровых каналов – порода становится неколлектором. Значительное снижение проницаемости при снижении минерализации закачиваемой воды до полного опреснения связано с типами глин: глины представлены иллитами и смектитами, которые сильно подвержены к набуханию.

4. С учетом вышеизложенного, для эффективного вытеснения нефти рекомендуется использовать горячую воду с температурой в пределах 50-90 °С и провести опытно-промышленное испытание.

Литература

1. Ф.Г.Аржанов, Д.Г.Антониади, А.Р.Гарушев и др. и др. Термические методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Недра, 1995.
2. В.И.Кудинов. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. М.: Нефть и газ, 1996.
3. А.Р.Гарушев. Термическое воздействие на пласт при разработке месторождений высоковязких нефтей. М.: ВНИИОЭНГ. ТНТО. Серия «Добыча», 1973.
4. Анализ разработки месторождения «Каражанбас» (по состоянию на 01/01/2015). Отчет АО «КазНИПИМунайгаз» по договору №15-KGD1-0840 (рег. №83/15-н) от 08/06/2015.
5. Оценка перехода от закачки пара к закачке подтоварной воды на опытном участке месторождения Каражанбас (по состоянию на 01/01/2015). Отчет АО «КазНИПИМунайгаз» по договору №15-KGD1-1212 (№115-15н) от 19/10/2015.
6. З.Е.Булкбаев, Э.С.Воцалевский, Б.А.Искужиев и др. Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник. М.: Недра, 1996.
7. Анализ разработки месторождения «Каражанбас». Отчет по НИР АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2005.
8. Т.Ф.Тлеубаева, Л.А.Попова, Л.Р.Белько. Подсчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения «Каражанбас» (Мангистауской области Республики Казахстан). Отчет по НИР по состоянию на 01/07/2007, АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2008.
9. М.Р.Сисенбаева. Изменение вязкости пластовой нефти в зоне фазового превращения и определение влияния ПАВ «Карпатол-УМ2К-Нурол» на давление насыщения нефти газом //SOCAR Proceedings. –2015. –№ 3. –С.21-26.
10. А.М.Гаджиев. Контроль и регулирование разработки залежей, характеризующихся различными природными условиями //SOCAR Proceedings. –2014. –№2. –С.38-45

References

1. F.G.Arzhanov, D.G.Antoniadi, A.R.Garushev, et al. Thermal methods of impact on oil layers. Handbook. M. : Nedra, 1995.
2. V.I.Kudinov. Sovershenstvovanie teplovyih metodov razrabotki mestorozhdeniy vysokovязких нефтей. M.: Neft i gaz, 1996.
3. A.R.Garushev. Thermal treatment of reservoirs in the development of high-viscosity oil fields. Topical Science-and-Technology Review in the "Oil Production" Series. M.: VNIIOENG, 1973.
4. Analiz razrabotki mestorozhdeniya «Karazhanbas» (po sostoyaniyu na 01/01/2015). Otchet AO «KazNIPImunaygaz» po dogovoru № 15-KGD1-0840 (reg. №83/15-n) ot 08/06/2015.
5. Otsenka perehoda ot zakachki para k zakachke podtovarnoy vody na opyitnom uchastke mestorozhdeniya Karazhanbas (po sostoyaniyu na 01/01/2015). Otchet AO «KazNIPImunaygaz» po dogovoru №15-KGD1-1212 (№115-15n) ot 19/10/2015.
6. Z.E.Bulekbaev, S.E.Votsalewski, B.A.Iskujiev, et al. Oil and gas Fields of Kazakhstan. Reference. M.: Nedra, 1996.
7. Analiz razrabotki mestorozhdeniya «Karazhanbas». Otchet po NIR AO «NIPIneftegaz», Aktau, 2005.
8. T.F.Tleubaeva, L.A.Popova, L.R.Belko. Podschet zapasov nefti, rastvorennogo gaza i poputnyih komponentov mestorozhdeniya «Karazhanbas» (Mangistauskoy oblasti Respubliki Kazahstan). Otchet po NIR po sostoyaniyu na 01/07/2007, AO «NIPIneftegaz», Aktau, 2008.
9. M.R.Sisenbayeva. Changes in formation oil viscosity in phase change area and effect of SAA «Karpitol-UM2K-Nurol» on bubble-point pressure //SOCAR Proceedings. –2015. –No.3. –P.21-26.
10. A.M.Hajiyev. Control and regulation of reservoir development, characterized by different environmental conditions //SOCAR Proceedings. –2014. –No.2. –P.38-45.

Лабораторно-экспериментальные исследования влияния температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения высоковязкой нефти в условиях месторождения «Каражанбас»

М.К.Мустафаев¹, Е.К.Кайыржан²

¹АО «КазНИПИМунайгаз», Актау, Казахстан;

²АО «Каражанбасмунай», Актау, Казахстан

Реферат

В работе рассматриваются лабораторно-экспериментальные исследования влияния температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения высоковязкой нефти в условиях месторождения «Каражанбас». По результатам исследований, проведенных лабораторным центром АО «КазНИПИМунайгаз», следует, что повышение температуры рабочего агента способствует увеличению вытеснения нефти, прирост коэффициента вытеснения нефти отмечается для всех литотипов пород. Динамика коэффициента вытеснения резко увеличивается при повышении температуры закачиваемой воды от 50 °С и более. Достигается это благодаря резкому снижению вязкости нефти (в 3 раза) и повышению ее подвижности, что подтверждается результатами PVT исследований глубинных проб нефти, выполненных по 4-м скважинам. Оценка влияния минерализации на глинистые породы показала, что снижение минерализации негативно влияет на коллекторские свойства. Значительное снижение проницаемости при снижении минерализации закачиваемой воды до полного опреснения связано с типами глин: глины представлены иллитами и смектитами, которые сильно подвержены набуханию. В работе на основе лабораторно-экспериментальных исследований для эффективного вытеснения нефти рекомендуется использовать горячую воду с температурой в пределах 50-90 °С и провести опытно-промышленное испытание.

Ключевые слова: высоковязкая нефть; коэффициент вытеснения; литотипы пород; PVT исследование; минерализация; глинистые породы; коллекторские свойства; проницаемость; лабораторно-экспериментальное исследование; вытеснения нефти.

«Karajanbas» yatağı şəraitində işçi agentin temperaturunun yüksək özlülüklü neftin sıxışdırılma əmsalına təsirinin eksperimental laboratoriya tədqiqatı

М.К.Мустафаев¹, Y.К.Кайыржан²

¹«QazNİPİmunayqaz» SC, Aktau, Qazaxıstan;

²«Karajanbasmunay» SC, Aktau, Qazaxıstan

Xülasə

Məqalədə «Karajanbas» yatağı şəraitində işçi agentin temperaturunun yüksək özlülüklü neftin sıxışdırılma əmsalına təsirinin eksperimental laboratoriya tədqiqatlarına baxılır. «QazNİPİmunayqaz» Səhmdar Cəmiyyətinin laboratoriya mərkəzi tərəfindən keçirilmiş tədqiqatların nəticələri göstərmişdir ki, işçi agentin temperaturunun yüksəlməsi neftin sıxışdırılmasının artmasına səbəb olur, neftin sıxışdırılma əmsalının artması süxurların bütün litotiplərində özünü göstərir. Sıxışdırma əmsalının dinamikası vurulan suyun temperaturu 50 °С və yüksək olduqda kəskin şəkildə artmağa başlayır. Buna neftin özlülüyünün kəskin aşağı düşməsi (3 dəfə) və onun hərəkətliliyinin artması hesabına nail olunur. Bu, 4 quyu üzrə yerinə yetirilmiş dərinlik neft nümunələrinin PVT tədqiqatlarının nəticələri ilə təsdiq edilmişdir. Minerallaşmanın gil süxurlarına təsirinin qiymətləndirilməsi göstərmişdir ki, minerallaşmanın aşağı düşməsi kollektor xassələrinə mənfi təsir edir. Vurulan suyun minerallaşmasının tam duzsuzlaşana qədər aşağı düşməsi zaman keçiriciliyin əhəmiyyətli dərəcədə aşağı düşməsi gillərin tipləri ilə bağlı olur: gillər şişməyə güclü meyilli olan illitlər və smektitlərlə təqdim edilmişdir. Eksperimental laboratoriya tədqiqatları əsasında neftin effektiv sıxışdırılması üçün 50-90 °С temperaturlarda isti sudan istifadə edilməsi və təcrübi-sənaye sınağının keçirilməsi tövsiyə olunur.

Açar sözlər: yüksək özlülüklü neft; sıxışdırma əmsalı; süxur litotipləri; PVT tədqiqatı; minerallaşma; gilli süxurlar; kollektor xassələri; keçiricilik; eksperimental laboratoriya tədqiqatları; neftin sıxışdırılması.