

## АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЕНКИЯК

### ANALYSIS OF WELLS AND FORMATIONS HYDRODYNAMIC RESEARCH AT KENKIYAK FIELD

**Г. Ж. Молдабаева**

**Gulnaz Zh. Moldabayeva**

Satbayev University,  
г. Алматы, Казахстан

Satbayev University,  
Almaty, Kazakhstan

**Р. Т. Сулейменова**

**Raikhan T. Suleimenova**

Satbayev University,  
г. Алматы, Казахстан

Satbayev University,  
Almaty, Kazakhstan

**С. Ж. Абилева**

**Saule Zh. Abileva**

Satbayev University,  
г. Алматы, Казахстан

Satbayev University,  
Almaty, Kazakhstan

**М.Б. Табилов**

**Mukhamed B. Tabilov**

Satbayev University,  
г. Алматы, Казахстан

Satbayev University,  
Almaty, Kazakhstan

В данной статье рассматриваются актуальные проблемы разработки истощенных нефтяных залежей с целью повышения их конечной нефтеотдачи на примере месторождения Кенкияк.

За время разработки данного месторождения гидродинамические исследования выполнены по барремскому и юрским горизонтам, за период 1999–2002 гг. было проведено 15 исследований методом восстановления давления.

За период 1999–2011 гг. на месторождении проведены замеры пластового и забойного давлений через межтрубное пространство с помощью глубинных манометров. Большинство замеров проведено на бездействующих и простаивающих скважинах, во время проведения планового и капитального ремонтов скважин также проводились замеры в наблюдательных скважинах.

За период 2012–2018 гг. гидродинамическими исследованиями были охвачены надсолевые залежи месторождения Кенкияк. Гидродинамические исследования скважин проводились методом установившихся отборов и методом кривой восстановления давления.

В результате анализа показателей эксплуатации на объектах разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк в период с 2014 г. по 2018 г. установлено, что на эксплуатацию скважин на Основной площади влияют такие факторы, как метод разработки, обводненность, проведение геолого-технических мероприятий, сезонное подтопление. В целом, стоит отметить, что коэффициент эксплуатации находится на низком уровне, это связано с фактическим состоянием фонда скважин и методом эксплуатации. По участку Крутой склон отмечается высокий коэффициент эксплуатации скважин.

На месторождении добывающие скважины в основном эксплуатируются при помощи штанговых глубинных насосов (ШГН) и методом свабирования. Все новые скважины оборудованы установками ШГН.

Установлено, что для обеспечения разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк в соответствии с запланированным проектом необходимо выбрать рациональный метод подъема флюидов из нефтя-

#### Ключевые слова

гидродинамические исследования; регулирование; контроль; скважина; фильтрационные исследования; повышение нефтеотдачи; штанговый глубинный насос

ных скважин, а также выбрать подходящее устьевое и скважинное оборудование в соответствии с геолого-физическими характеристиками продуктивных коллекторов на месторождении Кенкияк, а также физико-химическими свойствами и энергетическим состоянием пластовых флюидов объектов разработки.

В процессе выбора методов добычи и оборудования для нефтяных скважин необходимо учитывать имеющееся на месторождении промышленное оборудование, которое в настоящее время используется АО «СНПС-Актобемунгаз», а также фактические условия эксплуатации этого оборудования. Особенностью разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк являются свойства добываемой продукции, характеризующейся высокой вязкостью.

This article discusses topical problems of the development of depleted oil deposits in order to increase their final oil recovery on the example of the Kenkiyak field.

During the development of this field, hydrodynamic studies were performed for the Barremian and Jurassic horizons, for the period 1999–2002 15 pressure recovery studies were conducted.

For the period 1999–2011 at the field, reservoir and bottomhole pressures were measured through the annular space using downhole pressure gauges. Most of the measurements were carried out in idle wells and wells out of operation; during planned and major workover of wells, measurements were also carried out in observation wells.

For the period 2012–2018 hydrodynamic studies covered the post-salt deposits of the Kenkiyak field. The hydrodynamic studies of the wells were carried out using the steady-state production method and the pressure build-up curve method.

As a result of the analysis of the performance indicators at the development sites of the post-salt deposits of the Kenkiyak field in the period since 2014 up to 2018, it was found that the operation of wells in the Main Area is influenced by such factors as the development method, water cut, geological and technical measures, seasonal flooding. In general, it should be noted that the operating factor is at a low level, this is due to the actual condition of the well stock and the method of operation. The Steep Slope site has a high well operation factor.

At the field, production wells are mainly operated using sucker rod pumps and the swabbing method. All new wells are equipped with sucker rod pumps.

It has been established that in order to ensure the development of post-salt deposits of the Kenkiyak field in accordance with the planned project, it is necessary to select a rational method for lifting fluids from oil wells, as well as to select suitable wellhead and downhole equipment in accordance with the geological and physical characteristics of productive reservoirs at the Kenkiyak field, as well as physical chemical properties and energy state of reservoir fluids of development targets.

In the process of selecting production methods and equipment for oil wells, it is necessary to take into account the field equipment available at the field, which is currently used by CNPC-Aktobemunaigas JSC, as well as the actual operating conditions of this equipment. A feature of the development of the post-salt deposits of the Kenkiyak field is the properties of the produced products, which are characterized by high viscosity.

С начала разработки гидродинамические исследования проведены по барремскому и юрским горизонтам месторождения Кенкияк, в период 1999–2002 гг. было проведено 15 исследований методом восстановления давления.

В период 1999–2011 гг. на месторождении велись замеры пластового и забойного давлений через межтрубное пространство с помощью глубинных манометров.

Большинство замеров проведено на бездействующих и простаивающих скважинах, во время проведения планового и капитального ремонтов скважин также проводились замеры в наблюдательных скважинах [1].

За период 2012–2018 гг. гидродинамическими исследованиями были охвачены объекты: I, II, III и VI надсолевые залежи месторождения Кенкияк. Количество выполненных гидродинамических исследований (ГДИ)

### Key words

hydrodynamic research; regulation; control; well; filtration studies; enhanced oil recovery; sucker rod pump

скважин методом установившихся отборов (МУО) и методом кривой восстановления давления (КВД) за период с 2012 г. до середины 2018 г. представлено в таблице 1. Измерения пластовых и забойных давлений

выполнялись при помощи глубинных манометров типа МСУ, АМТ. Исследования методом кривой восстановления давления проводились закрытием скважин на срок от 3,3 до 23 сут [1].

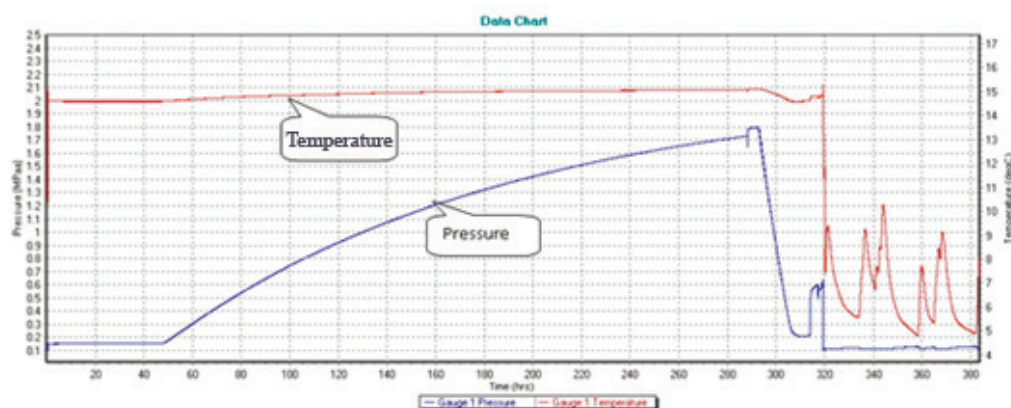
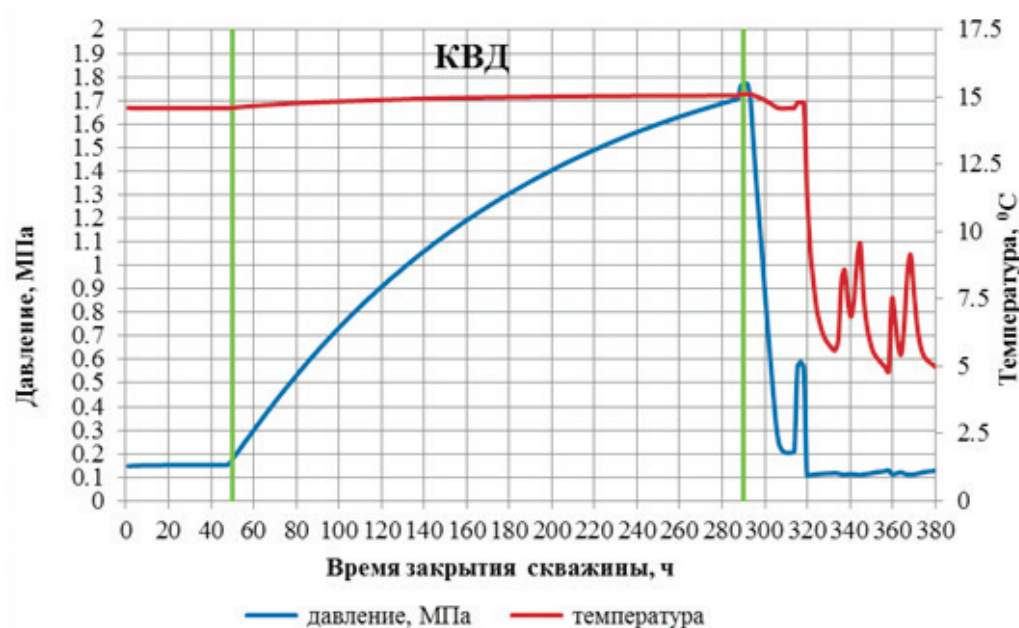
**Таблица 1.** Количество выполненных ГДИ за 2012 г. — 1-е полугодие 2018 г.

Метод	Всего	Объекты			
		I	II	III	VI
МУО	5	—	—	5	—
КВД	60	—	1	59	—
Всего	65	—	1	64	—

Объект I. На основании имеющихся данных среднее значение коэффициента продуктивности составляет  $0,447 \text{ м}^3/(\text{МПа}\cdot\text{сут})$ , проницаемость —  $0,119 \text{ мкм}^2$ .

Объект II. С момента утверждения действующего проектного документа («Уточненный проект разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк», 2012 г.)

выполнено одно исследование методом КВД на скважине № 1008. Закрытие скважины происходило с 05.11.2018 по 15.11.2018, сроком на 10 сут (240 ч). Для исследования использовались данные, полученные путем измерения манометром каждые 1,5 ч на забое скважины. На рисунке 1 представлены зависимости давления и температуры от времени.

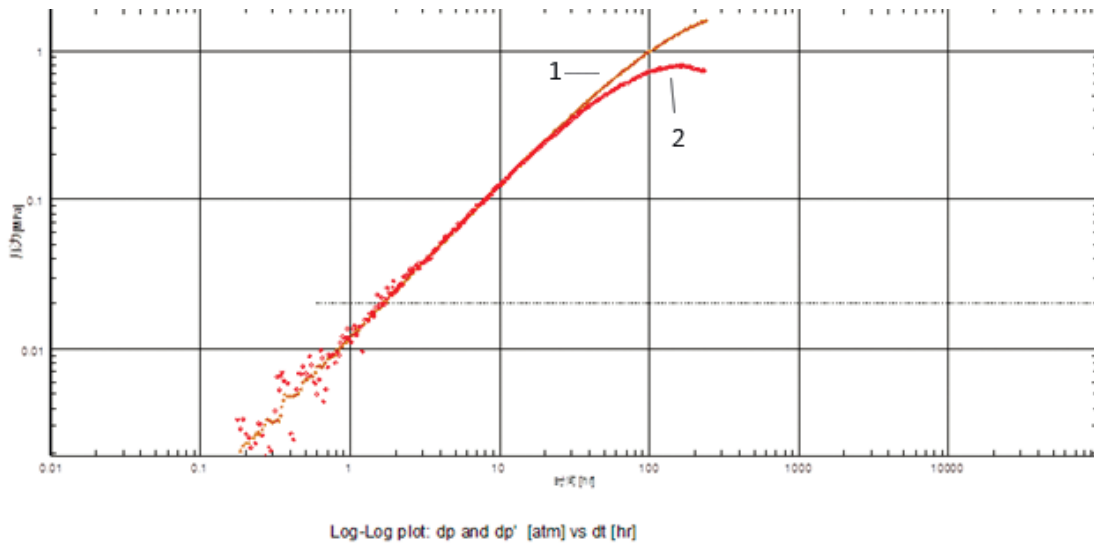


**Рисунок 1.** Зависимости давления и температуры от времени в скважине № 1008 (2018 г.)

Проведены замеры давления и температуры на глубине 246 м. Длительность записи КВД составила 240 ч. За это время давление повысилось с 0,15 до 1,73 МПа. Стоит отметить, что давление в скважине не восстановлено до статического, нет прямолинейного горизонтального

участка кривой. До последнего этапа закрытия скважины радиальный приток не отмечается. На рисунке 2 представлены диагностические графики по результатам исследования КВД.

На графике (рисунок 2) кривая 1 представляет замеренное давление, кривая 2 — её



**Рисунок 2.** Диагностические графики по результатам исследования КВД по скважине № 1008 в 2018 г.

производная с учётом всех данных о пласте. В начале периода отмечается влияние ствола скважины. Рассчитанный скин-фактор составляет 38,8, что свидетельствует о загрязнении призабойной зоны. На основании имеющихся данных, среднее значение коэффициента продуктивности —  $0,159 \text{ м}^3/(\text{МПа}\cdot\text{сут})$ , среднее значение коэффициента проницаемости —  $0,04 \text{ мкм}^2$ .

Объект III. За весь период с 2012 г. по основному объекту выполнено 6 исследований методом установившихся отборов и 59 исследований методом КВД. Анализируя исследования, рассмотрим проведение КВД на скважине № 1147 в динамике. Исследования на этой скважине проводились в 2017 г. и 2018 г. В первом случае закрытие скважины происходило с 18.09.2012 по 27.09.2012, сроком на 9 сут (210 ч). Для построения графиков использовались данные, полученные путем измерения давления манометром каждые 1,3 ч на забое скважины. На рисунке 3 представлены зависимости давления и температуры от времени.

Проведены замеры давления и температуры на глубине 250 м. Длительность записи КВД составила 210 ч, за данный интервал времени давление изменилось от 0,13 до 1,36 МПа.

Длительность записи КВД составила 329 ч. За весь период исследования давление изменилось от 1,1 до 1,2 МПа, амплитуда восстановления давления сравнительно небольшая. Стоит отметить, что после 20 ч закрытия скважины появился радиальный приток, кривая на графике продолжает повышаться, отражая изменения фильтрационных свойств периферии. На рисунке 4 представлены диагностические графики по результатам исследования КВД.

На рисунке 4 график 1 представляет замеренное давление, график 2 — производная. В начале периода отмечается влияние ствола скважины. Рассчитанный скин-фактор составляет 3,59, что свидетельствует о том, что пласт вблизи ствола скважины не загрязнен. Также учитывая имеющиеся данные по объекту III, по горизонту (Ю2-II) среднее значение коэффициента продуктивности составляет  $1,449 \text{ м}^3/(\text{МПа}\cdot\text{сут})$ , коэффициента проницаемости —  $0,391 \text{ мкм}^2$ , по горизонту (Ю2-III) среднее значение коэффициента продуктивности составляет  $0,370 \text{ м}^3/(\text{МПа}\cdot\text{сут})$ , коэффициента проницаемости —  $0,457 \text{ мкм}^2$ .

Согласно диапазону изменений и средней оценке фильтрационно-емкостных свойств по объектам коэффициент проницаемости по горизонтам Ю2-I, Ю2-II и Ю2-III



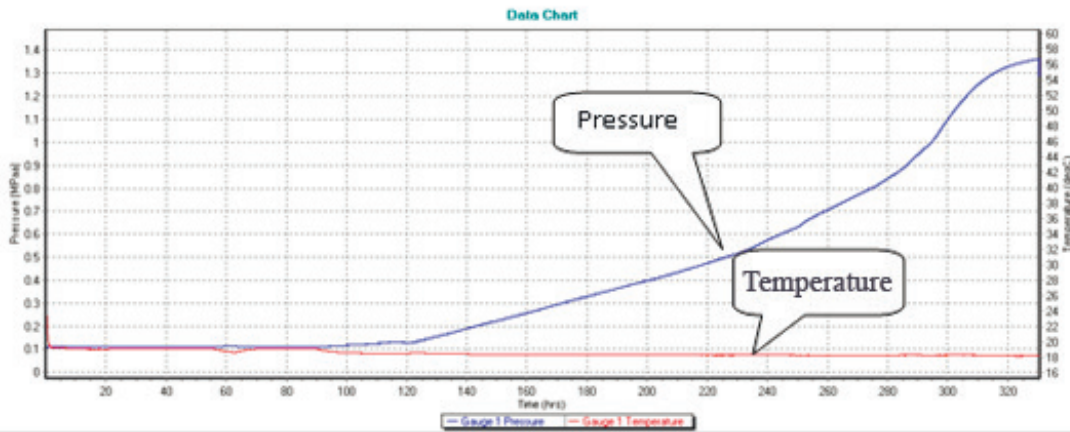
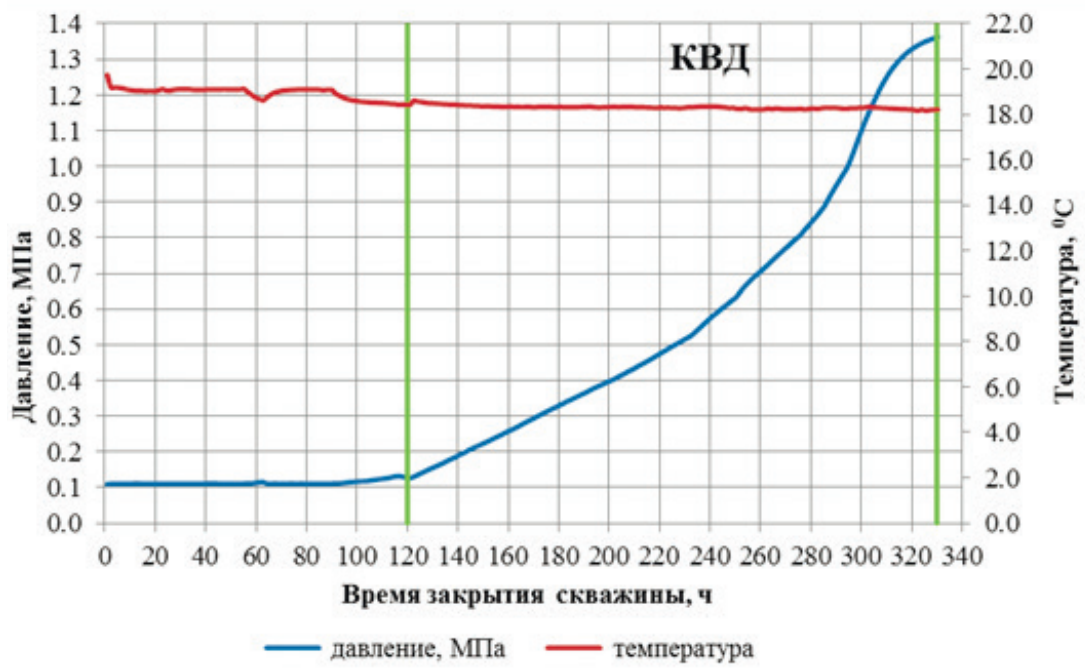


Рисунок 3. Зависимости давления и температуры от времени в скважине № 1147 в 2018 г.

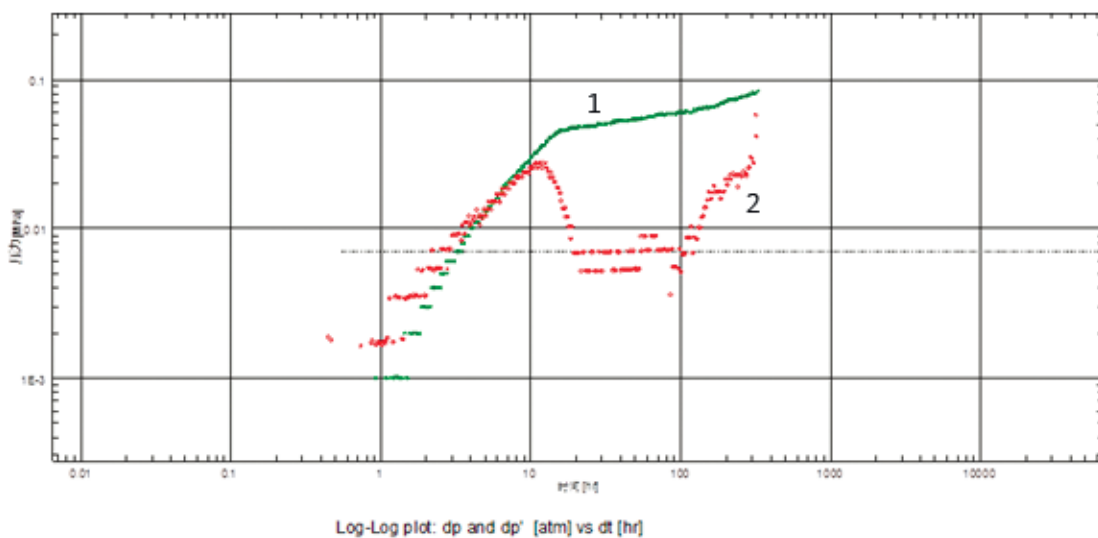


Рисунок 4. Диагностические графики по результатам исследования КВД по скважине № 1178 в 2019 г.

составляет 0,04, 0,391 и 0,457 мкм<sup>2</sup> соответственно, гидропроводность по горизонту Ю2-I — 0,003; по горизонту Ю2-II — 0,025; по горизонту Ю2-III — 0,009 мкм<sup>2</sup> · м/(МПа · с).

На рисунке 5 показано движение фонда скважин за период 01.01.2013–01.07.2018 в целом по месторождению.

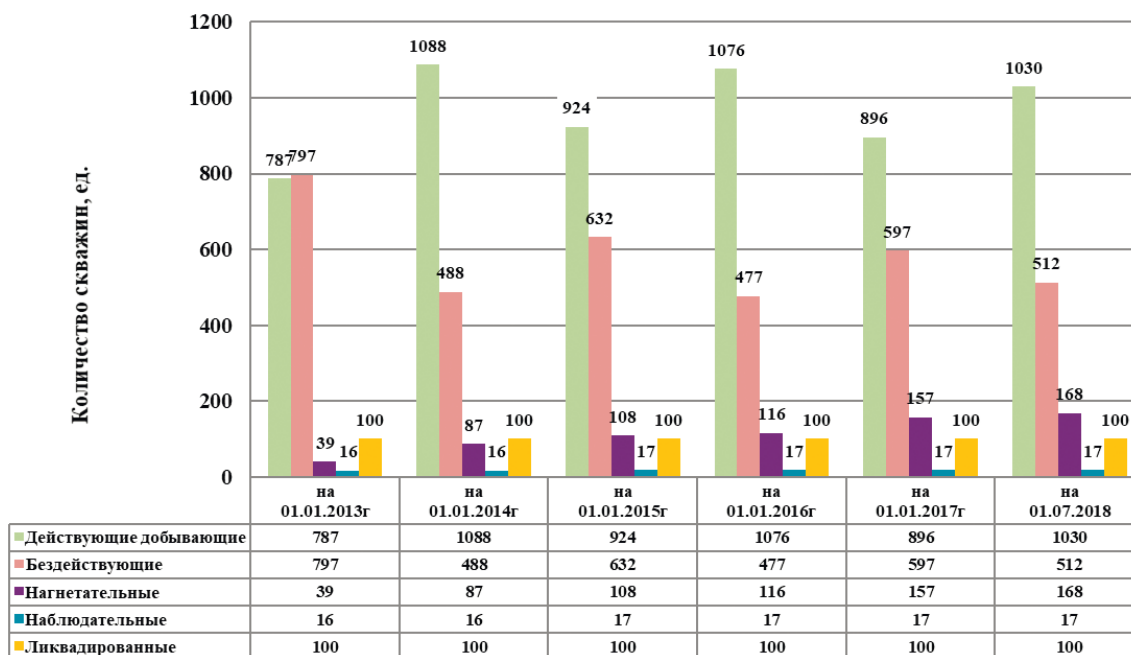


Рисунок 5. Распределение фонда скважин по годам в целом по месторождению

Наблюдается рост количества действующих скважин и соответственно сокращение количества скважин, находящихся в бездействии. Количество нагнетательных скважин стабильно увеличивается, что в основном связано с переводом добывающих скважин под закачку воды и пара.

На месторождении добывающие скважины в основном эксплуатируются при помощи штанговых глубинных насосов (ШГН) и методом свабиrowания. Согласно данным на дату отчета большинство скважин на месторождении эксплуатируются при помощи ШГН (44,0 % от всего действующего добывающего фонда), методом свабиrowания – 32,25 %, 17,53 % скважин оборудованы винтовыми насосами (ВН) и 6,3 % находятся в периодической эксплуатации. За период (с 2014 г. до 01.07.2018 г.) доля скважин, находящихся в эксплуатации при помощи ШГН, сократилась на 47 ед. (с 500 до 453 ед.); фонд скважин, оборудованных ВН, сократился на 8 ед. (со 188 до 180 ед.); количество скважин, эксплуатирующихся методом свабиrowания, увеличилось на 332 ед. (с 0 до 332 ед.); в периодической эксплуатации находятся 65 скважин, что на 34 ед. меньше чем в 2017 г. Все новые скважины оборудованы установками ШГН. Основной способ эксплуатации добывающих

скважин Крутого склона – ШГН, 1 скважина эксплуатируется методом свабиrowания [1].

В результате анализа показателей эксплуатации на объектах разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк за период с 2014 г. по 2018 г. установлено, что на эксплуатацию скважин на Основной площади влияют такие факторы, как метод разработки, обводненность, проведение геолого-технических мероприятий, сезонное подтопление [2–5]. В целом, стоит отметить, что коэффициент эксплуатации находится на низком уровне, это связано с фактическим состоянием фонда скважин и методом эксплуатации. По участку Крутой склон отмечается высокий коэффициент эксплуатации скважин.

**Выводы**

Установлено, что для обеспечения разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк в соответствии с запланированным проектом необходимо выбрать рациональный метод подъема флюидов из нефтяных скважин, а также выбрать подходящее устьевое и скважинное оборудование в соответствии с геолого-физическими характеристиками продуктивных коллекторов на месторождении Кенкияк, а также физико-химическими свойствами и энергетическим состоянием пластовых флюидов объектов разработки.

В процессе выбора методов добычи и оборудования для нефтяных скважин необходимо учитывать имеющееся на месторождении промышленное оборудование, которое в настоящее время используется АО «СНПС-Актобемунайгаз», а также фактические усло-

вия эксплуатации этого оборудования. Особенностью разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк являются свойства добываемой продукции, характеризующейся высокой вязкостью.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проект разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк. Актау: КазНИПИМунайгаз, 2018.
2. Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. М.: Недра, 1994. 308 с.
3. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. М.: Недра, 1982. 256 с.
4. Moldabayeva G.Zh., Suleimenova R.T. Scientific and Technical Substantiation of Reducing Oil Viscosity // International Journal of Engineering Research and Technology. Vol. 13. No. 5. P. 967–972.
5. Moldabayeva G., Suleimenova R. Experimental Support of Field Trial on the Polymer Flooding Technology Substantiation in the Oil Field of Western Kazakhstan // Periodico Tche Quimica. 2020. Vol. 17. No. 35. P. 963–975.

## REFERENCES

1. *Proekt razrabotki nadsoleykh zalezhei mestorozhdeniya Kenkiyak* [Development Project of Post-Salt Deposits of the Kenkiyak Field]. Aktau, KazNIPImunaigaz Publ., 2018. [in Russian].
2. Amelin I.D., Surguchev M.L., Davydov A.V. *Prognoz razrabotki neftyanykh zalezhei na pozdnei stadii* [Late Stage Oil Reservoir Development Forecast]. Moscow, Nedra Publ., 1994. 308 p. [in Russian].
3. Bagrintseva K.I. *Treshchinovost' osadochnykh porod* [Fracturing of Sedimentary Rocks]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 256 p. [in Russian].
4. Moldabayeva G.Zh., Suleimenova R.T. Scientific and Technical Substantiation of Reducing Oil Viscosity. *International Journal of Engineering Research and Technology*, Vol. 13, No. 5, pp. 967–972.
5. Moldabayeva G., Suleimenova R. Experimental Support of Field Trial on the Polymer Flooding Technology Substantiation in the Oil Field of Western Kazakhstan. *Periodico Tche Quimica*, 2020, Vol. 17, No. 35, pp. 963–975.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ  
ABOUT THE AUTHORS

**Молдабаева Гульназ Жаксылыковна**, д-р техн. наук, профессор кафедры «Нефтяная инженерия», Satbayev University, г. Алматы, Казахстан

**Gulnaz Zh. Moldabayeva**, Doctor of Engineering Sciences, Professor of Petroleum Engineering Department, Satbayev University, Almaty, Kazakhstan

e-mail: moldabayeva@gmail.com

**Сулейменова Райхан Таупиховна**, докторант кафедры «Нефтяная инженерия», Satbayev University, г. Алматы, Казахстан

**Raikhana T. Suleimenova**, Doctoral Student of Petroleum Engineering Department, Satbayev University, Almaty, Kazakhstan

e-mail: raika\_83@mail.ru

**Абилева Сауле Жалгасбайқызы**, докторант кафедры «Нефтяная инженерия», Satbayev University, г. Алматы, Казахстан

**Saule Zh. Abileva**, Doctoral Student of Petroleum Engineering Department, Satbayev University, Almaty, Kazakhstan

**Табилев Мухамед Берикович**, магистрант кафедры «Нефтяная инженерия», Satbayev University, г. Алматы, Казахстан

**Mukhamed B. Tabilov**, Undergraduate Student of Petroleum Engineering Department, Satbayev University, Almaty, Kazakhstan

e-mail: tabilovm\_077@mail.ru