ОЦЕНКА ОСНОВНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЗАЛЕГАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ ДОБЫЧЕ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

ASSESSMENT OF BASIC GEOLOGICAL BEDDING CONDITIONS OF OPERATIONAL FACILITIES IN PRODUCTION FORMATION FLUIDS

Г. Г. Гилаев**Gani G. Gilaev**

Кубанский государственный
технологический университет,
г. Краснодар, Российская
Федерация

Kuban State Technological
University,
Krasnodar, Russian Federation

М. Я. Хабибуллин**Marat Ya. Khabibullin**

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет, филиал,
г. Октябрьский, Республика
Башкортостан, Российская
Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Branch, Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, Russian Federation

А. Г. Гилаев**Artem G. Gilaev**

ООО «Башнефть-Добыча»,
г. Октябрьский, Республика
Башкортостан, Российская
Федерация

Bashneft-Dobycha LLC,
Oktyabrskiy, Republic of
Bashkortostan, Russian Federation

Полное горное давление на крыле пласта больше бокового давления, а на куполе складки, наоборот, боковое горное давление больше полного. В результате этого материал пластов перетекает из крыльевых зон в купольную часть, вследствие чего толщина пласта на куполе возрастает, что отмечается в исследованиях советских ученых. Исследуя механизм разрыва пластов при закачке воды, обнаружили, что большие давления разрыва наблюдаются в скважинах, расположенных в пониженных частях структуры (крылья складки), а меньшие — в повышенных частях (купол складки). При нарушении устойчивости горных пород при скважинной части пласта при эксплуатации скважин исследованиями установлено, что пресная вода вызывает гидратацию и набухание или диспергирование глин, выполняющих роль цементирующего материала в породах. Это может привести как к снижению проницаемости, так и к развитию процессов разрушения при скважинной части пласта. Предупреждение этого эффекта при освоении скважин достигается применением минерализованной пластовой воды или пресной воды с добавками ингибиторов гидратации, таких как NaCl (5–10 %), CaCl₂ (1–3 %), KCl (1–3 %). Другим видом осложнений при заканчивании скважины является кольматация при скважинной части пласта. По имеющимся данным, глинокислотная обработка восстанавливает проницаемость породы примерно на 50 % от первоначальной величины, а обычная промывка — не более 30 %. Поэтому борьба с пескопроявлением в скважинах должна начинаться еще при их строительстве путем правильного подбора рабочих жидкостей. Исследовалась устойчивость песчаных сводов при различных формах песчинок и насыщенности песка флюидами при фильтрации жидкости. Лабораторными исследованиями установлено, что устойчивость сводов зависит от степени окатанности песка и насыщенности жидкости. Присутствие глинистых частиц в песке повышает устойчивость сводов, увеличение водонасыщенности — снижает ее. Это подтверждается результатами анализа эффективности внедрения термических методов повышения нефтеотдачи глинистых песчаников, насыщенных высоковязкой нефтью. Кроме того, еще одним из основных реологических свойств породы является

Ключевые слова

горное давление; статическое
равновесие; ползучесть;
пластическая деформация;
слабосцементированные пласты;
пескопроявление

ползучесть. Значительная ползучесть присуща связанным породам (глинам, аргиллитам, глинистым сланцам). Криворожские породы, например кварцсерицитовый сланец, аркозовый песчаник, обладают ползучестью, составляющей в среднем 20–35 % от первоначальной упругости деформации, причем наибольшие деформации происходят в первые 1,5–2 сут нагружения.

Установлено, что с целью обеспечения устойчивости закрепленной части пласта в затрубном пространстве призабойной зоны скважины следует поддерживать в пористой среде статическое равновесие. Породы с низкими значениями реологических свойств (с низкой скоростью релаксации) обеспечивают более длительную устойчивость при скважинной части пласта к разрушению при эксплуатации скважины.

The total overburden pressure on the seam wing is greater than the lateral pressure, and on the fold dome, on the contrary, the lateral overburden pressure is greater than the total. As a result, the layer material flows from the wing zones to the domed part, as a result of which the layer thickness on the dome increases, which is noted in the studies of Soviet scientists. Investigating the mechanism of formation fracture during water injection, we found that high fracture pressures are observed in wells located in the lower parts of the structure (fold wings), and smaller ones in the higher parts (fold dome). When the stability of rocks in the near-wellbore part of the formation is disturbed during the operation of wells, studies have established that fresh water causes hydration and swelling or dispersion of clays, which act as a cementing material in the rocks. This can lead to both a decrease in permeability and the development of destruction processes in the near-wellbore part of the formation. Prevention of this effect during well development is achieved by using saline formation water or fresh water with additives of hydration inhibitors, such as NaCl (5–10 %), CaCl_2 (1–3 %), KCl (1–3 %). Another type of well completion complications is clogging of the near-wellbore part of the formation. According to available data, mud-acid treatment restores the rock permeability by about 50 % of the original value, while conventional flushing does not exceed 30 %. Therefore, the fight against sand production in wells should begin even during their construction by the correct selection of working fluids. The stability of sand vaults was investigated with various forms of sand grains and saturation of sand with fluids during fluid filtration. Laboratory studies have established that the stability of the vaults depends on the degree of roundness of the sand and the saturation of the liquid. The presence of clay particles in the sand increases the stability of the vaults, and an increase in water saturation decreases it. This is confirmed by the results of the analysis of the effectiveness of the introduction of thermal methods for enhancing oil recovery of clay sandstones saturated with high-viscosity oil. Besides, another of the main rheological properties of the rock is creep. Significant creep is inherent in associated rocks (clays, mudstones, shales). Krivoy Rog rocks, for example, quartz-sericite shale and arkosic sandstone, have creep, averaging 20–35 % of the initial elasticity of deformation, with the greatest deformations occurring in the first 1.5–2 days of loading.

It was found that to ensure the stability of the fixed part of the formation in the annulus of the bottomhole zone of the well, static equilibrium should be maintained in the porous medium. Rocks with low values of rheological properties (with a low relaxation rate) provide a longer resistance of the near-wellbore part of the formation to destruction during well operation.

В вопросах разработки углеводородных месторождений считается, что для молодых складчатых зон, где тектонические процессы наиболее интенсивны, боковое горное давление по одному из направлений может быть даже больше полного горного давления [1–3]. Полное горное давление на крыле пласта

больше бокового давления, а на куполе складки, наоборот, боковое горное давление больше полного. В результате этого материал пластов перетекает из крыльевых зон в купольную часть, вследствие чего толщина пласта на куполе возрастает, что отмечается в исследованиях советских ученых. Авторы ра-

Keywords

rock pressure; static equilibrium;
creep; plastic deformation;
weakly cemented formations;
sand production

боты [3], исследуя механизм разрыва пластов при закачке воды, обнаружили, что большие давления разрыва наблюдаются в скважинах, расположенных в пониженных частях структуры (крылья складки), а меньшие — в повышенных частях (купол складки). Горное давление на пласт определяется, прежде всего, действием силы тяжести вышележащих горных пород, что можно выразить формулой [1]:

$$q_r = \sum_{i=1}^n \rho_i \cdot g \cdot h_i \approx \rho_{cp} \cdot g \cdot H, \quad (1)$$

Таблица 1. Зависимость плотности пород от глубины залегания пласта

Глубина залегания пласта, м	0	300	600	900	1200
Плотность пород, кг/м ³	2260	2410	2520	2590	2620

При отсутствии в горизонтально залегающем пласте тектонических движений боковое горное давление q_∞ определяется выражением [4]:

$$q_\infty = \frac{\nu}{1-\nu} g_r = \xi \cdot g_r, \quad (2)$$

где $\xi = \frac{\nu}{1-\nu}$ — коэффициент бокового давления;

ν — коэффициент Пуассона.

Согласно общепринятым представлениям, боковое горное давление не превышает полного горного давления, то есть $\xi \leq 1$.

Однако, как отмечается в работе [5], коэффициент бокового давления для горных пород в условиях их залегания следует принимать равным 1, так как все горные породы склонны к пластическому течению, а в условиях высоких значений температур, давлений, водонасыщенности и длительности нагружения, которым подвержены породы в недрах, являются факторами, способствующими вязкопластическому течению, приводящему к выравниванию напряжений, то есть $q_\infty = q_r$.

Формула (2), полученная А.Н. Динником в 1925 году, справедлива для определения напряжений в упругом изотропном полупространстве с горизонтальной поверхностью и не отражает естественных условий залегания горных пород. Однако, из-за отсутствия других более надежных зависимостей, эта формула широко используется при решении задач, где необходимо учитывать боковое горное давление [6].

В работе [7] делается вывод о том, что при малом содержании цементирующего материала в песчанике вязкопластическое течение его в купольную часть, обусловленное реологическими свойствами, а также относительное движение пластов может привести к зна-

где q_r — полное горное давление, Па;

ρ_i — плотность пород i -го пласта, кг/м³;

h_i — мощность i -го пласта, м;

g — ускорение свободного падения, м/с²;

H — глубина залегания пласта, м;

ρ_{cp} — средневзвешенная плотность вышележащих горных пород, кг/м³.

По данным ОАО «СургутНИПИнефть», плотность пород возрастает с ростом глубины залегания эксплуатационного объекта (таблица 1).

чительному снижению прочностных свойств песчаника вплоть до полной потери связности его и превращению в несцементированный песочный пласт. Так, поднадвиговые пласты месторождения Старогрозненское в результате больших деформаций оказались более рыхлыми, чем те же пласты в надвинутом крыле [8].

Авторы работы [9] утверждают, что примерно через год после окончания бурения скважины боковое и полное горное давления выравниваются в результате вязкопластического течения пород пласта.

При нарушении устойчивости горных пород прискважинной части пласта при эксплуатации скважин исследованиями установлено [10], что пресная вода вызывает гидратацию и набухание или диспергирование глин, выполняющих роль цементирующего материала в породах. Это может привести как к снижению проницаемости, так и к развитию процессов разрушения прискважинной части пласта [11]. Предупреждение этого эффекта при освоении скважин достигается применением минерализованной пластовой воды или пресной воды с добавками ингибиторов гидратации, таких как NaCl (5–10 %), CaCl₂ (1–3 %), KCl (1–3 %).

Другим видом осложнений при заканчивании скважины является колюматация прискважинной части пласта. По имеющимся данным [12], глинокислотная обработка восстанавливает проницаемость породы примерно на 50 % от первоначальной величины, а обычная промывка — не более 30 %.

Поэтому борьба с пескопроявлением в скважинах должна начинаться еще при их строительстве путем правильного подбора рабочих жидкостей. В работе [13] исследовалась

устойчивость песчаных сводов при различных формах песчинок и насыщенности песка флюидами при фильтрации жидкости. Лабораторными исследованиями установлено, что устойчивость сводов зависит от степени окатанности песка и насыщенности жидкости. Авторы отмечают, что присутствие глинистых частиц в песке повышает устойчивость сводов, увеличение водонасыщенности — снижает ее. Это подтверждается результатами анализа эффективности внедрения термических методов повышения нефтеотдачи глинистых песчаников, насыщенных высоковязкой нефтью [14].

Если условия выноса песка на поверхность по колонне насосно-компрессорных труб достаточно изучены, то механизм разрушения песчанника под действием фильтрационного потока до настоящего времени полностью не раскрыт.

Исходя из представлений о неоднородности нефтенасыщенного пласта, в работе [15] приводится вывод о существовании в пласте направлений с наибольшей проницаемостью, по которым из пласта выносятся основная масса песка.

В результате анализа лабораторных исследований показано, что размыв сцементированных пород происходит при определенных для каждой породы градиентах давления [16].

Предложена методика [17] определения допустимой величины депрессии пластового давления в слабосцементированных пластах, где прочность песчанника принимается постоянной во времени, что, на наш взгляд, неверно, так как не учитываются реологические свойства пород. Так, например, если прочность пород постоянна [18], то при постоянной депрессии пластового давления разрушение песчанника должно происходить до тех пор, пока градиент давления на стенке скважины — каверны не сравняется или не станет меньше величины прочности породы. Отсюда должна существовать прямая зависимость размера каверны от депрессии пластового давления и прочности породы. Причем интенсивность поступления песка из пласта должна снижаться во времени.

Однако на практике наряду с такой тенденцией [19] очень часто поступление песка из пласта в скважину с течением времени при постоянной величине депрессии пластового давления становится все более интенсивным [20]. Как известно, основным видом пласти-

ческого деформирования зернистого сцементированного материала является межзерновое скольжение, которое при незначительном содержании контактного цемента обуславливает снижение прочности породы. С течением времени возможна полная потеря связи между песчинками и на открытой поверхности прифильтровой зоны, что служит началом непосредственного разрушения пласта под действием градиента давления. Естественно, что чем больше депрессия пластового давления, тем интенсивнее будут протекать процессы разрушения песчанника.

Резкое увеличение депрессии пластового давления может привести к обрушению уже разрыхленной части прискважинной зоны. Даже при условии полного прекращения отбора жидкости из пласта процессы «разрыхления» прискважинной части будут продолжаться в результате вязкопластического течения напряженного материала. Таким образом, при эксплуатации скважин, вскрывших рыхлые песочные пласты, возможно образование устойчивых сводов.

Наличие в породе глинистых частиц обуславливает проявление реологических свойств пласта, приводящих к разрушению сводов во времени. В результате вязкопластического течения песчанника, содержащего пластический цементирующий материал, его прочность снижается. При длительном воздействии фильтрационного потока на такой пласт возможно полное нарушение связей между частицами породы и поступлением песка в ствол скважины. С увеличением депрессии пластового давления возрастает скорость вязкопластического течения и разрушения пласта в прискважинной части.

Если рассматривать горные породы как абсолютно упругие тела при мгновенной скорости нагружения, то согласно теории упругости [21] связь между напряжениями и деформациями будет определяться упругими параметрами пород: модулем Юнга, коэффициентом Пуассона ν , модулем сдвига G , модулем всестороннего сжатия K и пределом упругости σ_e . В таблицах 2 и 3 приведены некоторые параметры горных пород.

В области пластических деформаций нарушается линейная зависимость между деформациями и нагрузкой, и деформации становятся частично необратимыми. С увеличением нагрузки на породу наблюдается увеличение скорости деформаций.

Таблица 2. Упругие параметры некоторых горных пород

Порода	Модуль упругости $10^{-4} E$, МПа	Коэффициент Пуассона, ν	Модуль сдвига $10^{-4} G$, МПа	Модуль всестороннего сжатия $10^{-4} K$
Базальт	4,39	0,12	4,45	1,9
Доломит равнозернистый	5,05	—	—	—
Известняк	2,25	0,29	1,8	1,8
Известняк глинистый	6,5	0,22	0,68	3,8
Песчаник	2,6	0,28	0,68	3,8
Песчаник кварцевый	4,5	0,21	1,85	2,6

Таблица 3. Упругие параметры некоторых горных пород

Порода	Модуль упругости $10^{-4} E$, МПа		Коэффициент Пуассона ν		Предел прочности при сжатии $\sigma_{сж}$, МПа		Предел прочности при растяжении σ_p , МПа	
	E_n	E_l	ν_n	ν_l	$\sigma_{сж\ n}$	$\sigma_{сж\ l}$	$\sigma_{p\ n}$	$\sigma_{p\ l}$
Алевролит	2,67	1,72	0,25	0,29	50,6	67,5	—	—
Антрацит	0,45	0,38	—	0,13	10,5	16,0	—	—
Известняк	6,36	7,25	0,28	0,30	114–170	104–202	—	—
Песчаник крупнозернистый	1,93	1,73	0,45	0,36	118,5	142,3	4,43	5,25
Песчаник мелкозернистый	3,83	2,64	0,20	0,19	138–240	133–226	8,30	7,25
Уголь коксовый	0,04–0,8	0,06	—	—	—	—	—	—
Нефтяной кокс	—	—	—	—	0,2–1,3	0,2–1,3	—	—

Прочность сцементированных пород обуславливается прочностью цемента. Так, для глинистого сланца $\sigma_{сж} = 14\text{--}57$ МПа, в то время как для сланца песчанистого $\sigma_{сж} = 35\text{--}83$ МПа.

Прочность углей зависит от степени метаморфизма и изменяется в диапазоне от 1 МПа (для коксовых углей) до 35 МПа (для антрацитов). При сжатии нефтяных коксов его пределы прочности изменяются от 2,0 до 13,0 МПа [22]. Для большинства горных пород значение предела прочности при растяжении находится в пределах до 20 МПа и составляет $(0,1\text{--}0,2) \sigma_{сж}$.

Прочность породы на некотором участке может быть представлена в виде линейной зависимости касательных напряжений в плоскости скольжения от нормального к ней напряжения [23]. Сцепление глин составляет $2,5 \cdot 10^4\text{--}3,3 \cdot 10^5$ Па, бурых углей $2 \cdot 10^4\text{--}2,5 \cdot 10^5$ Па. Угол внутреннего трения для жирных глин составляет $16\text{--}30^\circ$, для бурых углей $30\text{--}35^\circ$, для песка $30\text{--}32^\circ$. В работе [24] приводятся такие данные о значении сцепления слабосцементированных песчаников месторождений Азербайджана: свиты КС $4,9 \cdot 10^4\text{--}5,49 \cdot 10^5$ Па и свиты ПС $9,8 \cdot 10^5\text{--}1,47 \cdot 10^6$ Па.

Эксплуатационные скважины обычно работают десятилетиями. При столь длительном времени воздействия перепада давления на

пласт вблизи забоя скважины напряженное состояние горных пород будет определяться кроме указанных свойств еще и реологическими свойствами.

Кроме того, еще одним из основных реологических свойств породы является ползучесть. Значительная ползучесть присуща связанным породам (глинам, аргиллитам, глинистым сланцам). Криворожские породы, например кварцсерицитовый сланец, аркозовый песчаник, обладают ползучестью, составляющей в среднем 20–35 % от первоначальной упругости деформации, причем наибольшие деформации происходят в первые 1,5–2 сут нагружения.

Явление, обратное ползучести, — есть релаксация, которое характеризуется тем, что упругие деформации переходят в пластические при скорости деформирования, равной 0.

Существует общая закономерность изменения свойств во времени: чем длительнее нагрузка, тем меньше становятся упругие и прочностные свойства горных пород. Согласно работе [25], длительная прочность глин и мергелей ($\sigma_{сж\omega}$) вдвое ниже стандартной ($\sigma_{сж}$). Для других пород $\sigma_{сж\omega} = (0,7\text{--}0,8) \cdot \sigma_{сж}$. Модуль Юнга также снижается с течением времени действия нагрузки и равен $E_\omega = (0,67\text{--}0,95) E$.

Выводы

Установлено, что с целью обеспечения устойчивости закрепленной части пласта в затрубном пространстве призабойной зоны скважины следует поддерживать в пористой среде статическое равновесие. Породы с низ-

кими значениями реологических свойств (с низкой скоростью релаксации) обеспечивают более длительную устойчивость призабойной части пласта к разрушению при эксплуатации скважины.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Юркин Н.И. Физико-химические основы нефтеизвлечения. М.: ВНИИОЭНГ, 2005. 365 с.
2. Коннов Ю.Д., Сидоркин Д.И., Хабибуллин М.Я. Механизация технологического процесса спуско-подъемных операций при текущем и капитальном ремонте скважин // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2018. № 2. С. 15–24. DOI: 10.5510/OGP20180200346.
3. Гилаев Г.Г., Хисметов Т.В., Бернштейн А.М., Заворотный В.Л., Заворотный А.В. Применение термостойких жидкостей глушения на основе нефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. 2009. № 8. С. 64–67.
4. Близиюков В.Ю., Гилаев А.Г., Гилаев Г.Г., Еганьянц Р.Т. Обоснование условий расчета и выбора прочностных характеристик эксплуатационных колонн Сладковско-Морозовской группы месторождений // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 2. С. 31–38.
5. Хабибуллин М.Я. Систематизированный подход к методам закачки воды в нагнетательные скважины // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 3. С. 80–86. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-80-86.
6. Антониади Д.Г., Гилаев Г.Г., Джалалов К.Э. Проблемы разработки залежи высоковязкой нефти северо-комсомольского месторождения // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. 2003. № 4. С. 38–41.
7. Близиюков В.Ю., Гилаев А.Г., Исламов Р.Ф., Моллаев З.Х. Методы предупреждения и ликвидации пескопроявления в добывающих скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 9. С. 15–21.
8. Suleimanov R.I., Gabdrakhimov M.S., Khabibullin M.Y., Zaripova L.M., Vasilyeva E.R. The Study of Hydraulic Hammer Device in Drilling Tool Assembly in Hydraulic Rotary Drilling // International Journal of Engineering and Technology (UAE). 2018. Vol. 7. No. 2. P. 28–30. DOI: 10.14419/ijet.v7i2.23.11877.
9. Гилаев Г.Г. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов на сложнопостроенных нефтегазовых месторождениях. Краснодар: Советская Кубань, 2003. 297 с.
10. Dubinsky G.S. On the Response of Fractal Structures of Fluid-Saturated Reservoir Rocks Under Wave Impact // The Development of Science in the 21st Century: Natural and Technical Sciences: Materials of Collection of Scientific Papers. New York, USA. 2015. P. 51–56. DOI: 10.17809/06(2015)-06.
11. Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И. Повышение надежности сварных соединений трубопроводов в системе поддержания пластового давления // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 5. С. 93–98. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-93-98.
12. Антониади Д.Г., Гилаев Г.Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г. Толковый словарь по термическим методам воздействия на нефтяные пласты. Краснодар: Советская Кубань, 2002. 590 с.
13. Близиюков В.Ю., Гилаев А.Г., Моллаев З.Х., Исламов Р.Ф., Еганьянц Р.Т. Влияние физико-механических свойств пласта и падения пластового давления на пескопроявление // Инженер-нефтяник. 2010. № 3. С. 5–9.
14. Брагин Ю.И., Вагин С.Б., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов. Справочник. М.: Недра, 2004. 400 с.
15. Хабибуллин М.Я. Увеличение эффективности разделения жидких систем при сборе пластовой жидкости // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 2. С. 64–71. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-64-71.
16. Близиюков В.Ю., Гилаев А.Г., Гилаев Г.Г., Еганьянц Р.Т., Моллаев З.Х. Пескопроявление в добывающих скважинах и нарушение обсадных колонн. Оценка закономерностей распределения пластовых, поровых давлений по разрезу скважин Сладковско-Морозовской группы месторождений // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 1. С. 17–22.
17. Гилаев А.Г. Исследование влияния выноса мелких частиц продуктивного пласта на изменение нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов: дис. ... канд. техн. наук. М.: Институт машиноведения им. А.А. Благонравова РАН, 2012. 220 с.
18. Suleimanov R.I., Zainagalina L.Z., Khabibullin M.Y., Zaripova L.M., Kovalev N.O. Studying Heat-Affected Zone Deformations of Electric Arc Welding // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2018. Vol. 327. Issue 3. P. 032053. DOI: 10.1088/1757-899X/327/3/032053.
19. Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях: дис. ... д-ра. техн. наук. Тюмень: ТГНУ, 2004. 64 с.
20. Khabibullin M.Ya. Development of the Design of the Sucker-Rod Pump for Sandy Wells // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019. Vol. 560. P. 012065. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012065.
21. Гилаев Г.Г., Манасян А.Э., Федорченко Г.Д., Колесников В.А., Кологреев И.А. Нефтяные залежи в карбонатных отложениях фаменского яруса Самарской области: история открытия и перспективы поиска // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 38–40.
22. Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Султанов Ш.Х., Ахметов Р.Т. Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2016. № 3. С. 46–51. DOI: 10.5510/OGP20160300288.

23. Галкин С.В., Поплаухина Т.Б., Распопов А.В., Хижняк Г.П. Оценка коэффициентов извлечения нефти для месторождений Пермского края на основе статистических моделей // Нефтяное хозяйство. 2009. № 4. С. 38–39.

24. Гилаев Ген.Г., Хабибуллин М.Я., Гилаев Г.Г. Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории Самарской области // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 54–57. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-8-54-57.

25. Близиных В.Ю., Гилаев А.Г., Гилаев Г.Г. Анализ нарушений эксплуатационных колонн при разработке пескопроявляющих продуктивных пластов с анамально высокими пластовыми давлениями // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 6. С. 50–54.

REFERENCES

1. Yurkiv N.I. *Fiziko-khimicheskie osnovy nefteizvlecheniya* [Physicochemical Basics of Oil Recovery]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2005. 365 p. [in Russian].

2. Konnov Yu.D., Sidorkin D.I., Khabibullin M.Ya. Mekhanizatsiya tekhnologicheskogo protsessa spuskopod'emnykh operatsii pri tekushchem i kapital'nom remonte skvazhin [Mechanization of Technological Process of Round-Trip Operations in Well Servicing and Workover]. *Nauchnye trudy NIPi Neftegaz GNKAR — SOCAR Proceedings*, 2018, No. 2, pp. 15–24. DOI: 10.5510/OGP20180200346. [in Russian].

3. Gilaev G.G., Khismetov T.V., Bernshtein A.M., Zavorotnyi V.L., Zavorotnyi A.V. Primenenie termostoikikh zhidkostei glusheniya na osnove neftyanykh emul'sii [Application of Heat-Resistant Killing Fluids on the Basis of Oil Emulsions]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2009, No. 8, pp. 64–67. [in Russian].

4. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Gilaev G.G., Eganyants R.T. Obosnovanie uslovii rascheta i vybora prochnostnykh kharakteristik ekspluatatsionnykh kolonn Sladkovsko-Morozovskoi gruppy mestorozhdenii [Base Condition on Estimation Options of Strength Characteristics a Production Stingsins Sladkovskoy-Morozovskaya Group of Fields]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 2, pp. 31–38. [in Russian].

5. Khabibullin M.Ya. Sistematizirovannyi podkhod k metodam zakachki vody v nagnetatel'nye skvazhiny [Systematization of Methods of Water Injection in Wells]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2019, Vol. 17, No. 3, pp. 80–86. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-80-86. [in Russian].

6. Antoniadis D.G., Gilaev G.G., Dzhalalov K.E. Problemy razrabotki zalezhi vysokov'yazkoi nefti severo-komsomol'skogo mestorozhdeniya [Development Problems of High-Viscosity Oil Deposits of the Severo-Komsomolskoye Field]. *Interval. Peredovye neftegazovye tekhnologii — Interval. Advanced Oil and Gas Technologies*, 2003, No. 4, pp. 38–41. [in Russian].

7. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Islamov R.F., Mollaev Z.Kh. Metody preduprezhdeniya i likvidatsii peskoproyavleniya v dobyvayushchikh skvazhinakh [Methods of Prevention and Liquidation of Appearance Sand in Production Wells]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh*

skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, 2010, No. 9, pp. 15–21. [in Russian].

8. Suleimanov R.I., Gabdrakhimov M.S., Khabibullin M.Y., Zaripova L.M., Vasilyeva E.R. The Study of Hydraulic Hammer Device in Drilling Tool Assembly in Hydraulic Rotary Drilling. *International Journal of Engineering and Technology (UAE)*, 2018, Vol. 7, No. 2, pp. 28–30. DOI: 10.14419/ijet.v7i2.23.11877.

9. Gilaev G.G. *Povyshenie effektivnosti vyrabotki trudnoizvlekaemykh zasposov na slozhnopostroennykh neftegazovykh mestorozhdeniyakh* [Improving the Efficiency of Developing Hard-to-Recover Reserves in Complex Oil and Gas Fields]. Krasnodar, Sovetskaya Kuban' Publ., 2003. 297 p. [in Russian].

10. Dubinsky G.S. On the Response of Fractal Structures of Fluid-Saturated Reservoir Rocks Under Wave Impact. *Materials of Collection of Scientific Papers «The Development of Science in the 21st Century: Natural and Technical Sciences»*. New York, USA, 2015, pp. 51–56. DOI: 10.17809/06(2015)-06.

11. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Povyshenie nadezhnosti svarnykh soedinenii truboprovodov v sisteme podderzhaniya plastovogo davleniya [Increasing the Reliability of Welded Pipeline Connections in Reservoir Pressure Maintenance System]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2019, Vol. 17, No. 5, pp. 93–98. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-93-98. [in Russian].

12. Antoniadis D.G., Gilaev G.G., Garushev A.R., Ishkhanov V.G. *Tolkovy slovar' po termicheskim metodam vozdeystviya na neftyanye plasty* [Explanatory Dictionary of Thermal Methods of Impact on Oil Reservoirs]. Krasnodar, Sovetskaya Kuban' Publ., 2002. 590 p. [in Russian].

13. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Mollaev Z.Kh., Islamov R.F., Egan'yants R.T. Vliyanie fiziko-mekhanicheskikh svoystv plasta i padeniya plastovogo davleniya na peskoproyavlenie [Influence of the Physical and Mechanical Properties of the Reservoir and the Drop in Reservoir Pressure on Sand Production]. *Inzhener-nefyanik — Petroleum Engineer*, 2010, No. 3, pp. 5–9. [in Russian].

14. Bragin Yu.I., Vagin S.B., Cholovskii I.P. *Neftegazopromyslovaya geologiya i gidrogeologiya zalezhei uglevodorodov. Spravochnik* [Oil and Gas Field Geology and Hydrogeology of Hydrocarbon Deposits. Directory]. Moscow, Nedra Publ., 2004. 400 p. [in Russian].

15. Khabibullin M.Ya. Uvelichenie effektivnosti razdeleniya zhidkikh sistem pri sbore plastovoi zhidkosti [Increasing Efficiency of Liquid Systems Separation for Formation Fluid Gathering]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2020, Vol. 18, No. 2, pp. 64–71. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-64-71. [in Russian].

16. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Gilaev G.G., Egan'yants R.T., Mollaev Z.Kh. Peskoproyavlenie v dobyvayushchikh skvazhinakh i narushenie obsadnykh kolonn. Otsenka zakonornostei raspredeleniya plastovykh, porovykh davlenii po razrezu skvazhin Sladkovsko-Morozovskoi gruppy mestorozhdenii [Potential to Produce Sand in Production Wells and Destruction of Conductor. Estimate Pattern on Distribution of Formation and Pore Pressure in the Wells Sladkovsko-Morozovskaya Group of Fields]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 1, pp. 17–22. [in Russian].

17. Gilaev A.G. *Issledovanie vliyaniya vynosa melkikh chastits produktivnogo plasta na izmenenie nefteotdachi nizkopronitsaemykh kollektorov: dis. kand. tekhn. nauk* [Investigation of the Influence of the Removal of Small Particles of a Productive Formation on the Change in Oil Recovery of Low-Permeability Reservoirs: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Moscow, Institut mashinovedeniya im. A.A. Blagonravova RAN Publ., 2012. 220 p. [in Russian].
18. Suleimanov R.I., Zainagalina L.Z., Khabibullin M.Y., Zaripova L.M., Kovalev N.O. Studying Heat-Affected Zone Deformations of Electric Arc Welding. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2018, Vol. 327, Issue 3, pp. 032053. DOI: 10.1088/1757-899X/327/3/032053.
19. Gilaev G.G. *Razvitie teorii i praktiki dobychi trudnoizvlekaemykh zasposov uglevodorodov na slozhno-postroennykh mestorozhdeniyakh: dis. d-ra. tekhn. nauk* [Development of Theory and Practice of Production of Hard-To-Recover Hydrocarbon Reserves in Complex Fields: Doct. Engin. Sci. Diss.]. Tyumen, TGNU Publ., 2004. 64 p. [in Russian].
20. Khabibullin M.Ya. Development of the Design of the Sucker-Rod Pump for Sandy Wells. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2019, Vol. 560, pp. 012065. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012065.
21. Gilaev G.G., Manasyan A.E., Fedorchenko G.D., Kolesnikov V.A., Kologreev I.A. Neftnyanye zalezhi v karbonatnykh otlozheniyakh famenskogo yarusa Samarskoi oblasti: istoriya otkrytiya i perspektivy poiska [Oil-Bearing Reservoirs in Carbonate Reefs of Famennian Stage on the Territory of Samara Region: Discovery History and Exploration Prospects]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2013, No. 10, pp. 38–40. [in Russian].
22. Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Dubinskii G.S., Sultanov Sh.Kh., Akhmetov R.T. Ispol'zovanie printsipov sistemnogo geologo-tekhnologicheskogo prognozirovaniya pri obosnovanii metodov vozdeistviya na plast [The Usage of Principles of System Geological-Technological Forecasting in the Justification of the Recovery Methods]. *Nauchnye trudy NIPi Neftegaz GNKAR — SOCAR Proceedings*, 2016, No. 3, pp. 46–51. DOI: 10.5510/OGP20160300288. [in Russian].
23. Galkin S.V., Poplaukhina T.B., Raspopov A.V., Khizhnyak G.P. Otsenka koeffitsientov izvlecheniya nefli dlya mestorozhdenii Permskogo kraya na osnove statisticheskikh modelei [Estimation of Oil Recovery Ratios for Permian Region Fields on the Basis of Statistical Models]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2009, No. 4, pp. 38–39. [in Russian].
24. Gilaev Gen.G., Khabibullin M.Ya., Gilaev G.G. Perspektivy primeneniya kislotnogo gelya dlya zakachki proppanta v protsesse provedeniya gidrorazryva karbonatnykh plastov na territorii Samarskoi oblasti [Prospects for the Use of Acid Gel for Proppant Fracturing of Carbonate Reservoirs in the Samara Region]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2020, No. 8, pp. 54–57. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-8-54-57. [in Russian].
25. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Gilaev G.G. Analiz narushenii ekspluatatsionnykh kolonn pri razrabotke peskoproyavlyayushchikh produktivnykh plastov s anamal'no vysokimi plastovymi davleniyami [Analysis of Defect of Production Strings During Development in Sand in an Abnormal]. *Stroitel'stvo neflyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 6, pp. 50–54. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Гилаев Гани Гайсинович, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела, Институт нефти, газа и энергетики, КубГТУ, г. Краснодар, Российская Федерация

Gani G. Gilaev, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Oil and Gas Business Department, Institute of Oil, Gas and Energy, KubGTU, Krasnodar, Russian Federation

e-mail: gggilaev@gmail.com

Хабибуллин Марат Яхиевич, канд. техн. наук, доцент кафедры «Нефтепромысловые машины и оборудование», УГНТУ, филиал, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация

Marat Ya. Khabibullin, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas Field Machines and Equipment Department, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

e-mail: m-hab@mail.ru

Гилаев Артем Ганиевич, начальник Туймазинского региона добычи нефти и газа, управление добычи нефти и газа, ООО «Башнефть-Добыча», г. Октябрьский, Российская Федерация

Artem G. Gilaev, Head of Tuimazinsky Oil and Gas Production Region, Oil and Gas Production Department, Bashneft-Dobycha LLC, Oktyabrsky, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

e-mail: GilaevAG@Bashneft.ru