

УДК 622.276.7

ВОЗМОЖНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С НАРУШЕНИЯМИ В ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ

Кубрак М.Г.

ЦДНГ-2, ОАО «Самотлорнефтегаз»,
г. Нижневартовск, Ханты-Мансийский АО-Югра, Россия
e-mail: kmg2005@rambler.ru

Аннотация. В статье описаны случаи и возможные последствия, к которым приводит появление нарушения в эксплуатационной колонне (ЭК) скважины. Приведены примеры ГТМ, включающие в себя выявление, подтверждение и устранение негерметичности ЭК. Высказано предположение и описан эффект «самоглушения» в скважине. Выполнен расчет потерь добычи нефти из-за возникновения негерметичности в ЭК.

Ключевые слова: негерметичность эксплуатационной колонны, самоглушение, обводнение, Самотлорское месторождение, геолого-техническое мероприятие.

Причины обводнения добывающих скважин рассматривались многими отечественными и зарубежными исследователями [5 - 7]. В самом общем случае можно выделить три основные группы причин:

1. поступление воды по продуктивному горизонту;
2. заколонная циркуляция вследствие разрушения цементного камня за колонной;
3. нарушение герметичности эксплуатационной колонны (ЭК) или элементов скважины (цементных мостов, взрыв-пакеров и т.д.).

В данной статье рассматриваются последствия, к которым может привести появление участка негерметичности в ЭК добывающей скважины, а также предложена методика расчета потерь добычи нефти для подобных случаев.

Пример обнаружения негерметичности ЭК и проведения мероприятий по восстановлению дебита продемонстрирован на скважине 12253 куста 1203 Самотлорского месторождения [2].

25 января 2010 года скважина изменила свой режим работы без видимых на то причин. За 7 суток (в период с 22.01.2010 по 28.01.2010) обводненность возросла с 80 % до 99,9 %, то есть по факту скважина заработала чистой пластовой водой. В тоже время дебит увеличился на $\Delta V_{жс} = 40$ (+45 %) с 88 до 128, динамический уровень поднялся на 961 м с 1267 м до 306 м, загрузка УЭЦН5-80-1500 упала на $\Delta N = -25$ процентных пунктов (-33,3 %) с 75 % до 50 %, ток снизился на $\Delta I = -5,9$ А (-24,9 %) с 23,7 А до 17,8 А. Подобные изменения показателей работы скважины и скважинного оборудования характерны при появлении дополнительного источника обводнения, наиболее вероятными из которых перед проведением

геофизических исследований (ГИС) скважины по определению технического состояния эксплуатационной колонны (ОТСЭК) считались:

– появление негерметичности в ЭК по причине большого срока службы: скважина была пробурена в мае 1986 года и введена в эксплуатацию 08.06.1986, отработав 7961 день на момент останова по обводнению 11.03.2010. За историю своей работы скважина 12253 простаивала 716 суток, коэффициент эксплуатации составил $K_{экс} = 91,7\%$ [3]. Со скважины было отобрано более 524 000 м³ жидкости. Помимо достаточно высокого коэффициента эксплуатации, немаловажен тот факт, что в округе присутствуют скважины, в которых ранее были выявлены дефекты в ЭК: 301, 302, 2013, 12894, 12030, 13222, 14023, 14553, 30455 (выделены на рис. 1 красными цветом с указанием абсолютных отметок (АО) интервалов нарушений в ЭК). Более того скважины 12894, 14553, 30455 находятся на одном 1203-м кусту с 12253, то есть были пробурены одной буровой бригадой с применением сходных технологий, и, соответственно, с возможным допущением сходных ошибок при бурении, креплении, заканчивании скважин;

– заколонная циркуляция воды по пласту АВ₄₋₅. Глинистая перемычка в интервале 1812-1813 м между вскрытой перфорацией кровельной частью с ухудшенными коллекторскими свойствами (1797-1811 м, $k_{прон} = 0,264$ мкм²) и монолитной частью пласта АВ₄₋₅ (1813-1853 м, $k_{прон} = 0,634$ мкм²) не является надежной гарантией от прорыва подошвенной воды в скважину по заколонному пространству (рис. 2). Качество цементации ЭК плохое, в целевом интервале проведения ГТМ сцепление «колонна-цемент» и «цемент-порода» частичное, либо отсутствует (красный цвет в колонке «качество цементирования» на рис. 2). Кроме того сходное качество цементации присутствует напротив обводненной, монолитной части пласта АВ₄₋₅.

Слева направо на диаграмме (рис. 2) показаны столбцы:

- глубина по стволу скважины, м / АО, м;
- эксплуатационный пласт;
- каротажные кривые (ГК, ПС, БК, НКТ, ИК) и данные по перфорации и изоляции интервалов;
- литологический разрез;
- первоначальное насыщение / проницаемость $k_{прон}$, 10⁻³·мкм²;
- коэффициент $\alpha_{нс}$, доли ед.;
- удельное сопротивление породы ρ_n , Ом·м;
- качество цементирования.

Для выяснения точной причины обводнения был составлен план работ, включающий в себя комплекс необходимых исследований. 30.03.2010 на скважине произвела монтаж бригада ПРС. После подъема глубинно-насосного оборудования (ГНО) на НКТ был спущен пакер 4ПМС-140 и посажен на гл. 1774 м; по результатам испытаний от ЦА-320 приемистость в затрубное пространство соста-

вила $V_{\text{прием}} = 62$ при $P_{\text{прием}} = 9$ МПа. После завершения ОТСЭК 01.04.2010 были проведены ГИС по определению места негерметичности ЭК (ОНЭК) на изливе и запись профиля притока и источника обводнения (ППИО), интерпретация результатов (ИРИ) которых выявила нарушение целостности ЭК в интервале 1664–1670 м. Также при ГИС было установлено, что пакер и забой герметичны, законная циркуляция отсутствует.

Возвращаясь к рис. 1 и обращая внимание на глубины расположения интервалов негерметичностей в скважинах исследуемого участка, можно заметить, что большинство нарушений в ЭК (в 7 скважинах) приходится на интервал АО -1350–1600 м, соответствующий пластам покурской свиты.

В разрезе рассматриваемой скважины 12253 выявленному интервалу негерметичности на глубине 1664–1670 м (АО -1522 – -1528 м) соответствует пласт ПК₁₈ нижней покурской свиты, представляющий собой переслаивание песчаников с алевролитами и глинами и вскрытый в чисто водоносной зоне юго-западной части Самотлорского месторождения.

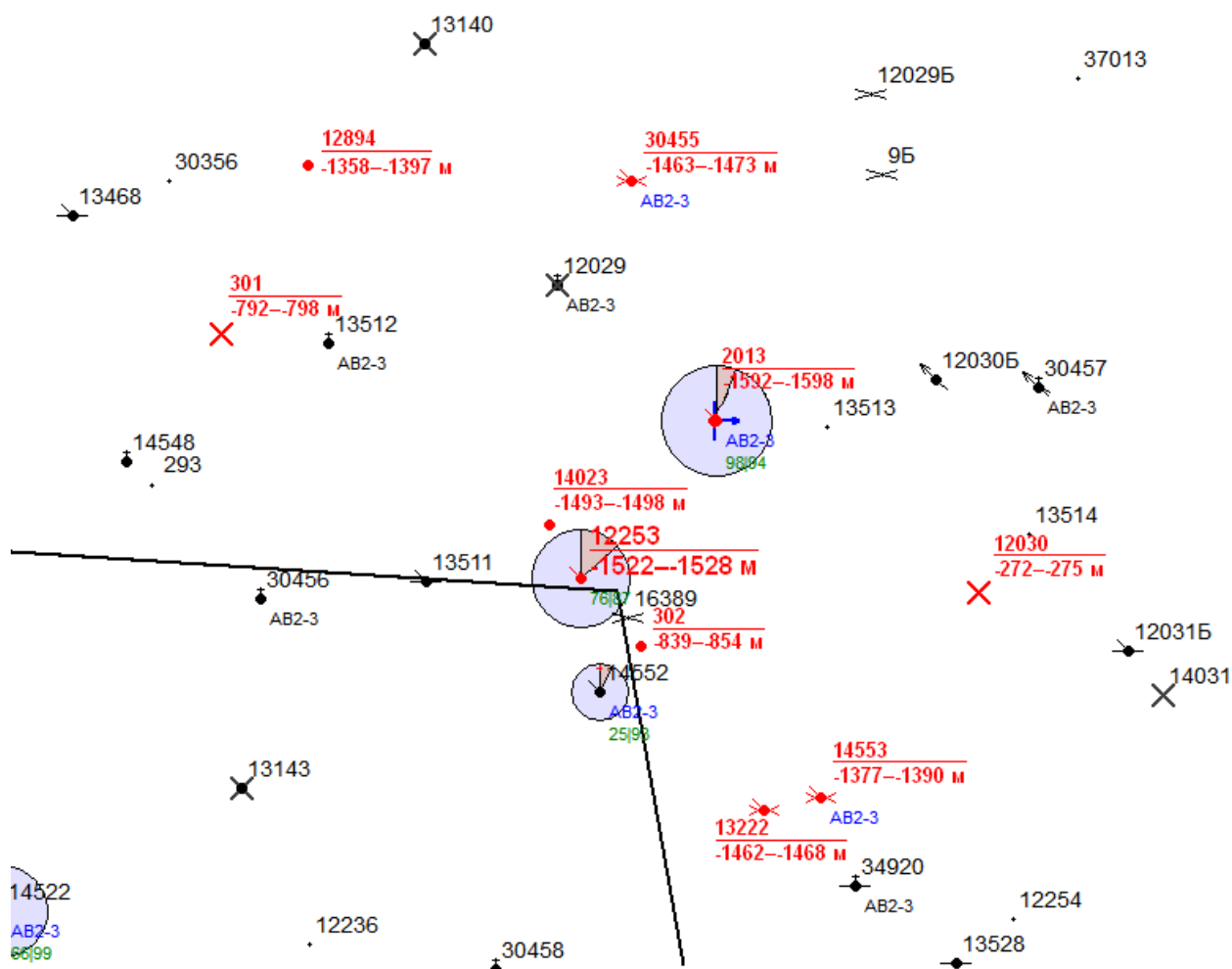


Рис. 1. Карта пласта АВ_{4.5} Самотлорского месторождения в районе скважины 12253

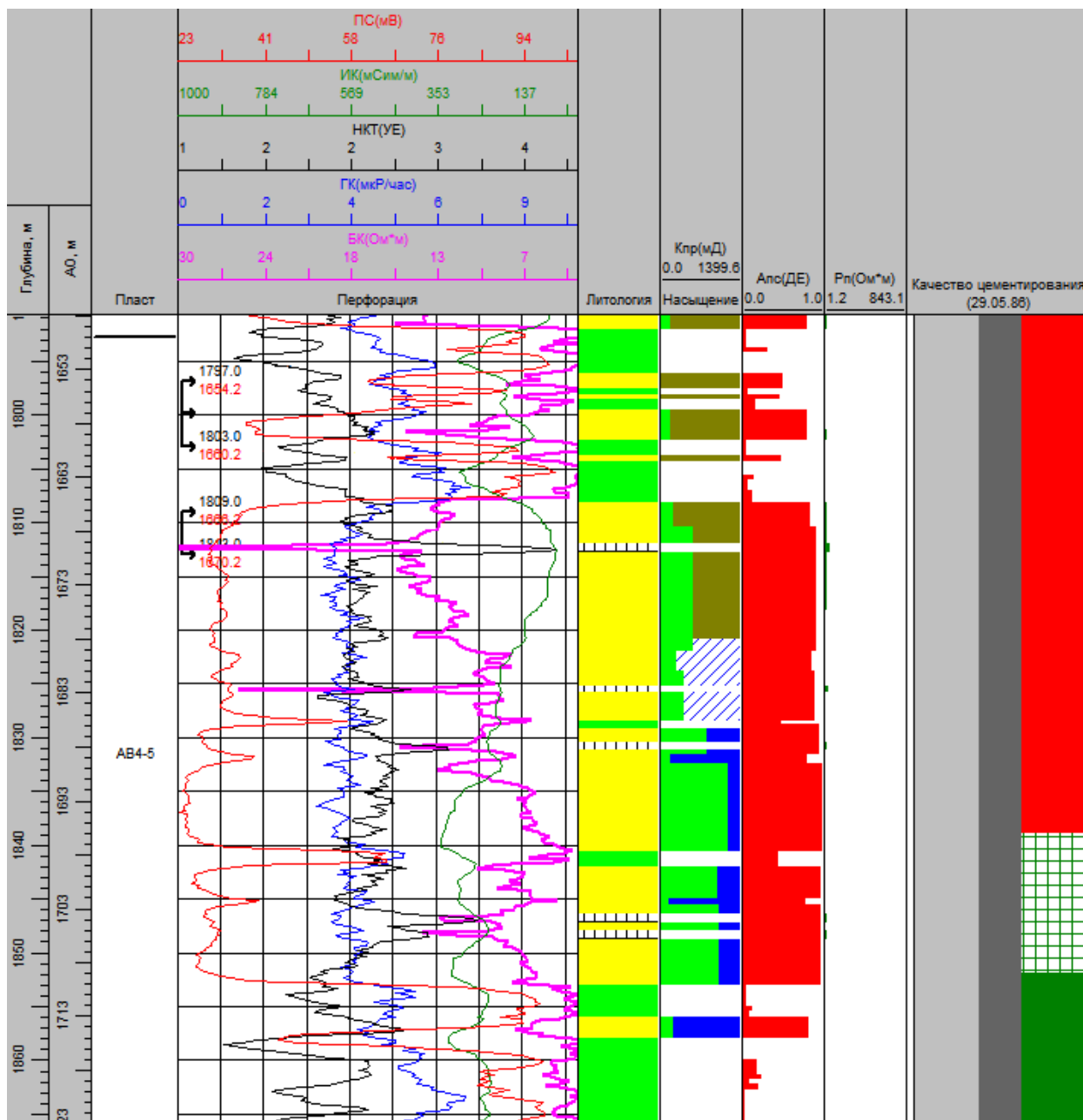


Рис. 2. Картажная диаграмма скважины 12253

По результатам проведенных работ и ГИС при ПРС по скважине было разработано следующее геолого-техническое мероприятие (ГТМ) [2]: проработка забоя до гл. 1829,8 м, ликвидация негерметичности ЭК (ЛНЭК) спуском дополнительной ЭК меньшего диаметра $D_{внеш}$ = 139,7 мм до гл. 1826 м, с установкой цементного моста (УЦМ) на гл. 1817 м и перестрелом существующих интервалов перфорации (СИП) пласта АВ₄₋₅ 1797-1803 м и 1809-1811 м, освоение азотной установкой с отбором жидкости в объеме $V = 60 \text{ м}^3$ и записью ГИС ППИО, шаблонировка ЭК, спуск УЭЦН5-80-1800. Ремонт выполнен силами бригады КРС без

каких-либо значительных осложнений и задержек за 515 ч (21,5 суток). В табл. 1 приведены геолого-технические данные и отражены основные моменты в работе скважины 12253 до и после ГТМ.

Запуск скважины произведен 19.05.2010, на обводненность, которая была до появления негерметичности в ЭК, скважина вышла 05.08.2010. Окончательно скважина вышла на режим (85 м³/ 80 % / 14,3 т, $H_{\text{дин}} = 1224$ м) еще спустя 2 месяца в начале октября 2010 года (табл. 1).

Продолжительный выход на режим (ВНР) скважины (по обводненности) после проведения ГТМ = 78 суток (2,5 месяца) предположительно объясняется возникновением репрессии на эксплуатируемый пласт АВ₄₋₅, обусловленной превышением пластового давления интервала негерметичности над пластовым давлением вскрытого продуктивного объекта, а также дополнительной репрессией, вызванной гидростатическим давлением столба жидкости в период простоя скважины после остановки по обводнению 11.03.2010 (рис. 3):

$$\Delta P_{\text{гидрост}} = (P_{\text{пл}}^{\text{негерм}} - P_{\text{пл}}^{\text{прод}}) + \Delta P_{\text{гидрост}} > 0, \quad (1)$$

$\Delta P_{\text{гидрост}}$ определяется по формуле:

$$\Delta P_{\text{гидрост}} = \rho_{\text{ж}} g (H_{\text{АО}}^{\text{негерм}} - H_{\text{АО}}^{\text{прод}}), \quad (2)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости в стволе скважины, кг/м³;

$g = 9,81$ м/с² – ускорение свободного падения;

$H_{\text{АО}}^{\text{прод}}$ – АО кровли продуктивного пласта, м;

$H_{\text{АО}}^{\text{негерм}}$ – АО кровли интервала негерметичности, м.

Пластовое давление пласта ПК₁₈ $P_{\text{пл}}(\text{ПК}_{18})$, напротив которого находится участок негерметичности ЭК в скважине 12253, можно оценить по статическому уровню в скважине перед постановкой бригады КРС 27.04.2010 ($H_{\text{см}}/P_{\text{зам}} = 0$ м / 0 МПа):

$$P_{\text{пл}}(\text{ПК}_{18}) = 16,3 \text{ МПа}. \quad (3)$$

Пластовое давление АВ₄₋₅ $P_{\text{пл}}(\text{АВ}_{4-5})$, в свою очередь, оценивается по статическому уровню в скважине перед запуском 19.05.2010 ($H_{\text{см}}/P_{\text{зам}} = 154$ м / 0 МПа):

$$P_{\text{пл}}(\text{АВ}_{4-5}) = 15,7 \text{ МПа}, \quad (4)$$

или 89,7 % от первоначального ($\text{АВ}_{4-5}) = 17,5$ МПа [1].

Сравнивая значения (3) и (4), получаем, что фактическое значение внутрипластового давления пласта ПК₁₈ превышает фактическое значение внутрипластового давления пласта АВ₄₋₅, то есть величина репрессии в случае рассматриваемой скважины 12253 заведомо положительная:

$$P_{\text{пл}}(\text{ПК}_{18}) > P_{\text{пл}}(\text{АВ}_{4-5}). \quad (5)$$

Таблица 1. Выявление негерметичности ЭК и проведение мероприятий по ЛНЭК на примере скважины 1203/12253

Дата	Описание	Режим работы				Подземное оборудование/ Глубина спуска $H_{ен}$, м/ Диаметр НКТ $D_{НКТ}$, мм
		$Q_{ж}$, м ³ /сут	$q_{н}$, т/сут	φ , %	$H_{дин}$, м	
22.01.2010	Работа в режиме	88	14,9	80,0	1267	ЭЦН-80-1500 $H_{ен} = 1625$ $D_{НКТ} = 73$
25.01.2010	Появление негерметичности в ЭК	114	6,7	93,0	306	
28.01.2010	Режим работы с негерметичностью	127	1,1	99,0	306	
11.03.2010	Остановка скважины	123	0,1	99,9	75	
30.03.2010	Постановка ПРС					-
01.04.2010	Опрессовка ЭК, проведение ГИС ОНЭК ИРИ: по комплексу проведенных исследований отмечается поглощение жидкости в интервале 1664-1670 м через нарушение ЭК					
03.04.2010	Спуск НКТ с воронкой, окончание ПРС					Воронка НКТ $H_{ен} = 1617,04$ $D_{НКТ} = 73$
28.04.2010	Постановка КРС, проведение ГТМ: ЛНЭК спуском дополнительной ЭК $D_{внешн} = 139,7$ мм в инт. 0-1826 м, УЦМ - 1817 м, ГИС - ФКД, перестрел СИП АВ4-5, ГИС - КВУ, МЛМ, шаблонировка ЭК, спуск ЭЦН-80-1550					-
19.05.2010	Запуск в работу после КРС	94	0,1	99,9	154	ЭЦН-80-1550 $H_{ен} = 1617$ $D_{НКТ} = 73$
05.08.2010	Выход на режим по обводенности	78	13,2	80,0	1305	
05.10.2010	Работа в режиме	86	14,5	80,0	1224	

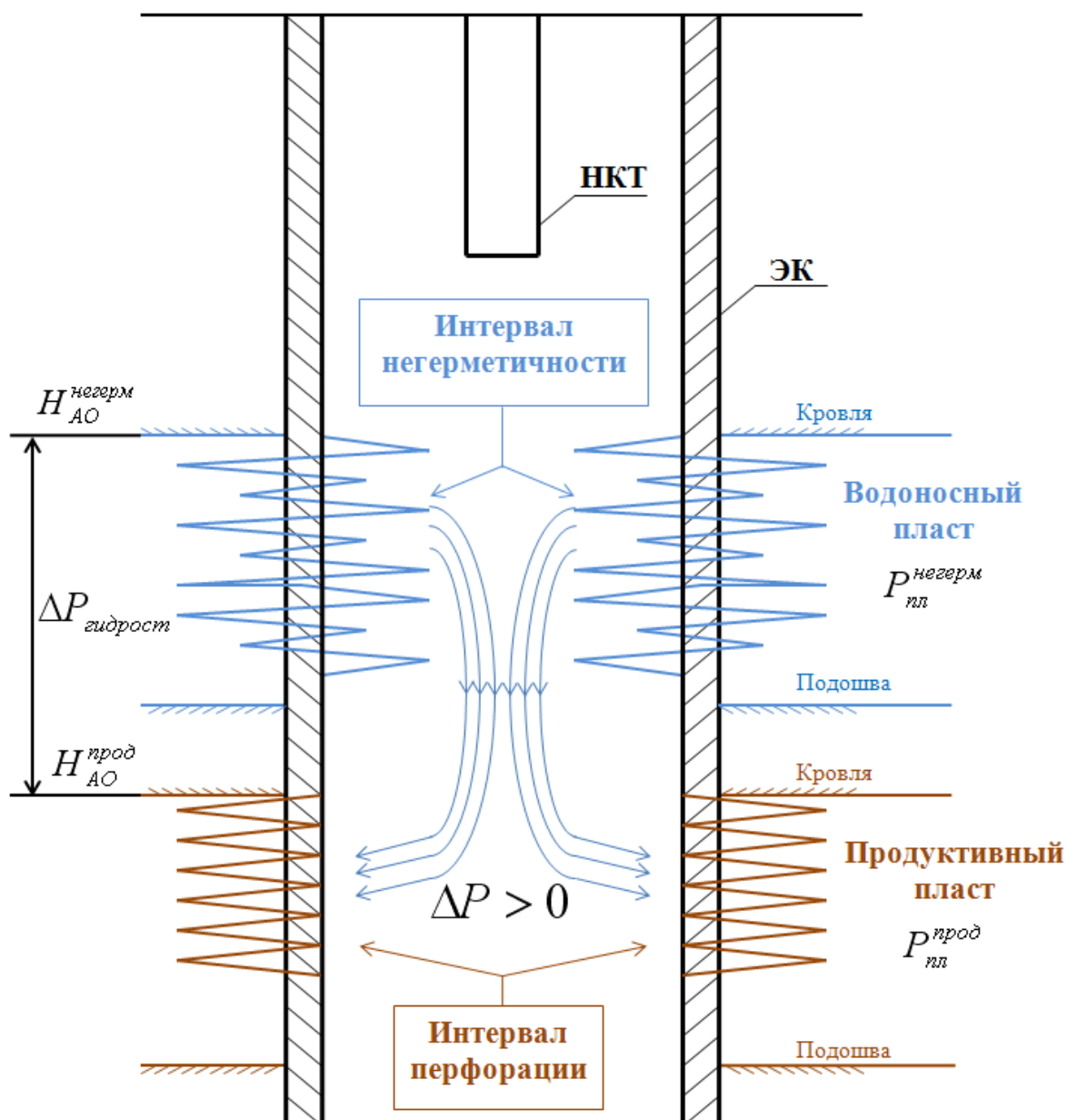


Рис. 3. Схема «самоглушения» скважины.

Дополнительная репрессия пласта ПК₁₈ (АО глубины залегания $H_{АО}(ПК_{18}) = -1522$ м, глубина по стволу $H_{верт}(ПК_{18}) = 1664$ м) на пласт АВ₄₋₅ (АО глубины залегания $H_{АО}(АВ_{4-5}) = -1654$ м, глубина по стволу $H_{верт}(АВ_{4-5}) = 1797$ м) в скважине вычисляется по формуле (2), полагая, что ствол скважины заполнен пластовой водой плотностью $\rho_{ж} = 1004$ кг/м³:

$$\begin{aligned} \Delta P_{гидрост} &= \rho_{ж} g (H_{АО}(ПК_{18}) - H_{АО}(АВ_{4-5})) = \\ &= 1004 \text{ кг/м}^3 \cdot 9,81 \text{ м/с}^2 \cdot (-1522 \text{ м} - (-1654 \text{ м})) = 1,3 \text{ МПа} . \end{aligned}$$

Следовательно, полное воздействие на АВ₄₋₅, рассчитанное по формуле (1), оказывается равным:

$$\begin{aligned} \Delta P &= (P_{пл}(ПК_{18})_{H_{до}=-1522\text{ м}} - P_{пл}(АВ_{4-5})_{H_{до}=-1654\text{ м}}) + \Delta P_{гидрост} = \\ &= (16,3\text{ МПа} - 15,7\text{ МПа}) + 1,3\text{ МПа} = 1,9\text{ МПа} . \end{aligned}$$

Разница текущих пластовых давлений ПК₁₈ и АВ₄₋₅ в районе скважины 12253 и вызванная ими репрессия $\Delta P = 1,9$ МПа привели к возникновению в стволе скважины так называемого эффекта «самоглушения» (рис. 3). После остановки скважины появилась циркуляция между водоносным пластом ПК₁₈ и продуктивным АВ₄₋₅, вследствие чего АВ₄₋₅ был «напоен» водой пласта ПК₁₈.

Объем воды V_6 , прокаченной между пластами за период простоя скважины, предлагается оценить следующим образом: продолжительность периода ВНР составила $T^{ВНР} = 78$ суток (табл. 2), объем поднятой на поверхность жидкости за это время :

$$V_{ж}^{ВНР} = \sum_{i=1}^n V_{ж_i}^{ВНР} = V_{ж_1}^{ВНР} + V_{ж_2}^{ВНР} + V_{ж_3}^{ВНР} + V_{ж_4}^{ВНР} , \quad (6)$$

где $V_{ж_i}^{ВНР}$ – объем добытой жидкости за i -ый месяц ВНР, м³;

$V_{ж_1}^{ВНР}$ – объем добытой жидкости за май, м³;

$V_{ж_2}^{ВНР}$ – объем добытой жидкости за июнь, м³;

$V_{ж_3}^{ВНР}$ – объем добытой жидкости за июль, м³;

$V_{ж_4}^{ВНР}$ – объем добытой жидкости за август до ВНР, м³.

Значения находятся по режимным объемным дебитам жидкости закрытия месяца $Q_{ж_i}$ (май – $Q_{ж_1}$, июнь – $Q_{ж_2}$, июль – $Q_{ж_3}$, август – $Q_{ж_4}$), данные по которым из эксплуатационного журнала работы скважины, умноженным на соответствующее число дней работы скважины за отчетный месяц ВНР (соответственно, $T_1^{ВНР}$, $T_2^{ВНР}$, $T_3^{ВНР}$, $T_4^{ВНР}$):

$$\begin{aligned} V_{ж_1}^{ВНР} &= Q_{ж_1} T_1^{ВНР} = 100\text{ м}^3/\text{сут} \cdot 12\text{ сут} = 1200\text{ м}^3 ; \\ V_{ж_2}^{ВНР} &= Q_{ж_2} T_2^{ВНР} = 80\text{ м}^3/\text{сут} \cdot 30\text{ сут} = 2400\text{ м}^3 ; \\ V_{ж_3}^{ВНР} &= Q_{ж_3} T_3^{ВНР} = 79\text{ м}^3/\text{сут} \cdot 31\text{ сут} = 2449\text{ м}^3 ; \\ V_{ж_4}^{ВНР} &= Q_{ж_4} T_4^{ВНР} = 77\text{ м}^3/\text{сут} \cdot 5\text{ сут} = 385\text{ м}^3 . \end{aligned} \quad (7)$$

Откуда, используя формулу (6), находим значение :

$$V_{ж}^{ВНР} = 1200\text{ м}^3 + 2400\text{ м}^3 + 2449\text{ м}^3 + 385\text{ м}^3 = 6434\text{ м}^3 .$$

Таблица 2. Выявление негерметичности ЭК и проведение мероприятий по ЛНЭК на примере скважины 1484/26805

Дата	Описание	Режим работы				Подземное оборудование/ Глубина спуска $H_{сн}$, м/ Диаметр НКТ $D_{НКТ}$, мм
		$Q_{эк}$, м ³ /сут	q_n , т/сут	φ , %	$H_{дин}$, м	
12.02.2006	Работа в режиме	41	11,1	68,0	1500	ЭЦН-50-1600 $H_{сн} = 1604,4$ $D_{НКТ} = 73$
15.02.2006	Появление негерметичности в ЭК	61	0,5	99,0	780	
22.02.2006	Режим работы с негерметичностью	75	0,1	99,9	699	
28.03.2006	Остановка скважины	78	0,1	99,9	603	
30.03.2006	Постановка ПРС					Воронка НКТ $H_{сн} = 1000,5$ $D_{НКТ} = 73$
02.04.2006	Опрессовка ЭК: при $P = 10$ МПа за 3 мин давление падает до $P = 3$ МПа. Проведение ГИС ОНЭК не удалось из-за негерметичности НКТ					
22.07.2007	Постановка КРС, проведение ГТМ: скреперование ЭК, ГИС - ОНЭК. ИРИ: по комплексу проведенных исследований отмечается поглощение жидкости в интервале 1675-1685 м через нарушение ЭК. ОПЗ - ГКО в объеме 6 м ³ . ЛНЭК спуском двухпакерной компоновки: посадка пакеров 4ПМС-140 - 1700 м, ФНН-140 - 1664 м. спуск ЭЦН-30-1550					-
30.07.2007	Запуск в работу после КРС	58	0,0	99,9	497	ЭЦН-30-1550 $H_{сн} = 1605$ $D_{НКТ} = 73$
13.08.2007	Выход на режим	52	0,4	99,0	555	
29.09.2007	Остановка скважины	48	0,0	99,9	739	
07.12.2007	Постановка ПРС: подъем ГНО, извлечение двухпакерной компоновки, спуск воронки НКТ					Воронка НКТ $H_{сн} = 1002,8$ $D_{НКТ} = 73$
14.05.2010	Постановка КРС, проведение ГТМ: смена СКГ, СПО компоновки: З.О. на 2,5"НКТ + пакер ПМР-118 с посадкой на гл. 1825 м. ОПЗ - ГКО в объеме 6 м ³ , свабиrowание, отобрано 30 м ³ (вода). Спуск НВ-38 на штангах 3/4"-232 шт. на гл. 1701,5 м					-
20.05.2010	Запуск в работу после КРС	27	0,0	99,9	55	НВ-38 $H_{сн} = 1701,5$ $D_{НКТ} = 73$
05.08.2010	Выход на режим	25	0,0	99,9	84	
22.06.2010	Остановка скважины	25	0,2	99,0	99	

Также из эксплуатационного журнала скважины находятся режимные объемные обводненности φ_i за i -ый месяц (май – φ_1 , июнь – φ_2 , июль – φ_3 , август – φ_4 , %) и вычисляется объем добытой нефти за рассматриваемый период :

$$\begin{aligned} V_n^{BHP} &= \sum_{i=1}^n V_{n_i}^{BHP} = V_{n_1}^{BHP} + V_{n_2}^{BHP} + V_{n_3}^{BHP} + V_{n_4}^{BHP} = \\ &= V_{ж_1}^{BHP} \frac{(1-\varphi_1)}{100\%} + V_{ж_2}^{BHP} \frac{(1-\varphi_2)}{100\%} + V_{ж_3}^{BHP} \frac{(1-\varphi_3)}{100\%} + V_{ж_4}^{BHP} \frac{(1-\varphi_4)}{100\%} \approx 453 \text{ м}^3 \end{aligned} \quad (8)$$

Искомый объем воды $V_в$, прокаченной между пластами ПК₁₈ и АВ₄₋₅ за период простоя, находим как разность между объемами жидкости и нефти, за вычетом объема технических жидкостей (жидкостей глушения, долива и промывочных жидкостей) $V_{тех}$, которые были израсходованы бригадами ПРС и КРС во время ремонтов:

$$V_в = V_{ж} - V_n - V_{тех} = 6434 \text{ м}^3 - 453 \text{ м}^3 - 120 \text{ м}^3 = 5861 \text{ м}^3. \quad (9)$$

Приведенный расчет показывает, что из-за появившейся негерметичности ЭК продуктивный пласт был переглушен примерно в 140 раз (!), по сравнению с обычным для этой скважины объемом глушения $V_{гл} = 42 \text{ м}^3$:

$$\frac{V_в}{V_{гл}} = \frac{5861 \text{ м}^3}{42 \text{ м}^3} \approx 140. \quad (10)$$

Будем считать, что процесс самоглушения проходил только в период, начиная с остановки скважины 11.03.2010 и до постановки бригады ПРС 30.03.2010, а также в период между сходом ПРС 03.04.2010 и до постановки КРС 29.04.2010, то есть $T_{самогл} = 45$ суток, что соответствует скорости обводнения (объемному расходу прокачки между пластами ПК₁₈ и АВ₄₋₅):

$$Q_{ж}(ПК_{18} \rightarrow АВ_{4-5}) = \frac{V_в}{T_{самогл}} = \frac{5861 \text{ м}^3}{45 \text{ сут}} \approx 130,2 \text{ м}^3/\text{сут}. \quad (11)$$

Хотя не исключен вариант, при котором после глушения 30.03.2010 при ПРС инертным раствором глушения КС1 с плотностью $\rho_{р-ра} = 1020 \text{ кг/м}^3$ циркуляция между водоносным пластом ПК₁₈ и продуктивным АВ₄₋₅ прекратилась, либо была значительно замедлена. В этом случае за период $T'_{самогл} = 19$ суток скорость обводнения и вовсе составила:

$$Q'_{ж}(ПК_{18} \rightarrow АВ_{4-5}) = \frac{V_в}{T'_{самогл}} = \frac{5861 \text{ м}^3}{19 \text{ сут}} \approx 308,5 \text{ м}^3/\text{сут}. \quad (12)$$

Для оценки потенциального дебита по жидкости во время работы скважины с негерметичностью в ЭК в период с 28.01.2010 по 11.03.2010 была использована программа Perform 7.50 [4]. Расчетный дебит по жидкости составил $Q_{ж} = 302,2 \text{ м}^3$, то есть предположение, что весь объем воды $V_в = 5861 \text{ м}^3$ был задавлен в продуктивный пласт за время $T'_{самогл} = 19$ суток представляется наиболее вероятным.

Рассчитаем недополученную добычу нефти из-за возникновения дефекта в ЭК и запоздалого реагирования с принятием решения для исправления создавшейся ситуации. Для чего найдем фактическую добычу нефти $M_n^{факт}$ с момента обводнения 22.01.10 до полного восстановления дебита 05.01.10 (рис. 3):

$$M_n^{факт} = M_n^{негерм} + M_n^{ВНР}, \quad (13)$$

где $M_n^{негерм}$ – добыча нефти за период работы скважины в период $T^{негерм}$ с момента появления негерметичности в ЭК (22.01.2010) до остановки по обводнению продукции (11.03.2010), т;

$M_n^{ВНР}$ – добыча нефти за период ВНР $T^{ВНР}$, т.

Значение $M_n^{негерм}$ находим по следующей формуле:

$$M_n^{негерм} = q_n^{негерм} T^{негерм} = Q_v^{негерм} \rho_n \left(\frac{100\%}{\varphi^{негерм}} - 1 \right) T^{негерм}, \quad (14)$$

где $q_n^{негерм}$ – дебит нефти при работе с негерметичностью в ЭК, т/сут;

$Q_v^{негерм}$ – дебит воды при работе с негерметичностью в ЭК, м³/сут;

$\rho_n = 0,849$ т/м³ – плотность нефти по пласту АВ_{4,5} Самотлорского месторождения.

Во время работы с негерметичностью в ЭК обводненность составляла $\varphi = 99,9\%$, т.е. нефть в скважинной продукции фактически отсутствовала и в соответствии с (14) можно принять, что:

$$M_n^{негерм} \approx 0 \text{ т.} \quad (15)$$

Объем добытой нефти при ВНР $V_n^{ВНР}$ найден в выражении (8). Следовательно, масса добытой нефти за период ВНР составляет:

$$M_n^{ВНР} = V_n^{ВНР} \rho_n = 453 \text{ м}^3 \cdot 0,849 \text{ т/м}^3 = 384,6 \text{ т.} \quad (16)$$

С учетом (15), получаем:

$$M_n^{факт} = M_n^{ВНР} = 384,6 \text{ т.} \quad (17)$$

Потенциально возможная добыча при должной реакции на происходящие изменения в работе скважины рассчитывается следующим образом:

$$M_n^{пот} = q_n^{реж} T - (q_n^{реж} - q_n^{негерм}) T^{реж} - q_n^{реж} T^{ГТМ} - (q_n^{реж} - q_n^{ВНР}) T^{ВНР}, \quad (18)$$

где $q_n^{реж} T = 14,8$ т/сут – режимный дебит нефти по скважине перед обводнением;

$q_n^{ВНР}$ – дебит нефти при ВНР после ГТМ, т/сут;

$T = 256$ сут – исследуемый период работы скважины с 22.01.2010 по 05.10.2010 (рис. 3);

$T^{реж} = 3$ сут – время на реагирование, проведение контрольных замеров основных параметров работы скважины и скважинного оборудования, принятие решения;

$T^{ГТМ} = T^{ПРС} + T^{КРС} = 4 \text{ сут} + 21,5 \text{ сут} = 25,5 \text{ сут}$ – время на выполнения ГТМ, включающее в себя исследования скважины при ПРС $T^{ПРС}$ и ремонт КРС $T^{КРС}$;

$T^{BHP} = 10$ сут – средний период ВНР после проведения предыдущих ремонтов на скважине.

Для простоты расчетов примем, что в периоды принятия решения и ВНР дебит скважины по нефти был равен $q_n^{негерм} = q_n^{BHP} = 0$ т/сут. Тогда формула (18) упрощается и приводится к виду:

$$M_n^{nom} = q_n^{реж} (T - (T^{реаг} + T^{ГТМ} + T^{BHP})) = 14,8 \text{ т/сут} (256 \text{ сут} - (3 \text{ сут} + 25,5 \text{ сут} + 10 \text{ сут})) = 3219 \text{ т} \quad (19)$$

Таким образом, потери добычи составили:

$$\Delta M_n = M_n^{nom} - M_n^{факт} = 3219 \text{ т} - 384,6 \text{ т} = 2834,4 \text{ т} \quad (20)$$

В качестве справочной величины рассчитаем и приведем теоретическую массу добытой нефти за исследуемый период работы $T = 256$ суток скважины, т.е. добычу при эксплуатации без осложнений, но с учетом исторического коэффициента эксплуатации $K_{экс}$:

$$M_n^{теор} = q_n^{теор} \cdot T \cdot K_{экс} = \frac{q_{n_1} + q_{n_2}}{2} \cdot T \cdot K_{экс} = \frac{14,8 \text{ т/сут} + 14,5 \text{ т/сут}}{2} \cdot 256 \text{ сут} \cdot 0,917 = 3438 \text{ т}, \quad (21)$$

где $q_n^{теор} = \frac{q_{n_1} + q_{n_2}}{2}$ – теоретический усредненный дебит нефти за исследуемый период работы скважины, определяемый как среднее арифметическое дебитов на 22.01.2010 и 05.10.2010 (табл.), соответственно, q_{n_1} и q_{n_2} , т/сут.

Описанный выше пример скважины 12253 показывает, насколько серьезной проблемой является появление негерметичности в ЭК, к каким это может привести последствиям, какие могут быть потенциальные потери добычи нефти, и, соответственно, какая недополучена прибыль.

В случае со скважиной 12253 решение по восстановлению герметичности ЭК было принято относительно оперативно, что позволило ее «реанимировать» и восстановить дебит по нефти. Но проведение подобного ГТМ далеко не всегда позволяет получить ожидаемый результат. Нередко из-за продолжительного простоя и вследствие возникновения в стволе скважины вышеописанного эффекта «самоглушения» призабойная зона пласта претерпевает необратимые изменения. К примеру, на скважине 26805 куста 1484 Самотлорского месторождения дважды проводили ГТМ, связанные с отсечением участка негерметичности ЭК в интервале 1675 - 1685 м (табл. 2). Но из-за разницы пластовых давлений целевого пласта АВ₁₍₁₋₂₎ «рябчик» и ПК₁₄, напротив которого появилось нарушение в ЭК, а также продолжительного периода простоя между остановкой скважины и постановкой бригады КРС для проведения ГТМ по ЛНЭК (481 сутки) эти попытки были неуспешны.

В большинстве случаев интервал негерметичности бывает достаточно несколько раз проработать, после чего ствол скважины может быть подготовлен к проведению ГТМ по ЛНЭК: спуску дополнительной ЭК, «летучки», двухпакерной компоновки и т.д. Но проработки райбером не всегда бывает достаточно, и приходится применять более сложный и дорогостоящий инструмент.

Некоторые виды негерметичностей в ЭК, особенно смещения, смятия и т.д., не поддаются «лечению». Скважины с такими нарушениями рассматриваются на забурку бокового ствола (ЗБС), либо скважин-дублеров, что существенно дороже ГТМ по ЛНЭК, проводимых силами бригад КРС, а при отсутствии технологической возможности или экономической целесообразности ликвидируются.

Литература

1. Авторский надзор за разработкой Самотлорского месторождения 2010 г. Тюмень: Тюменский нефтяной научный центр, 2010. Кн. 2, Т. 1. 547 с.
2. Кубрак М.Г. Выбор оптимальной глубины спуска дополнительной эксплуатационной колонны // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 3. С. 191 - 201. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Kubrak/Kubrak_2.pdf
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.
4. Perform. Техническое руководство. 2010. 233 с.
5. Elphick J, Seright R.S. A classification of water problem types // Petroleum Network Education 3rd Annual International Conference's on Reservoir Conformance, Profile Control, Water, and Gas Shut Off, Houston, Texas, USA, Aug 6-8, 1997. 15 p.
6. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. М.: Наука, 2000. 414 с.
7. Фаттахов И.Г. Методика идентификации путей обводнения нефтяных скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 3. С. 154 - 159. URL: http://www.ogbus.ru/authors/FattakhovIG/FattakhovIG_1.pdf

POSSIBLE CONSEQUENCES FROM WELLS OPERATION WITH CASING INTEGRITY DAMAGE

M.G. Kubrak

Samotlorneftegas JSC, Nizhnevartovsk, Russia

e-mail: kmg2005@rambler.ru

Abstract. *Cases and possible consequences resulting from casing integrity damage appearance in wells are described in the article. An example of geological-technical action was shown, which includes identification, confirmation and elimination of the production string leakage. It is suggested and described the effect of "self-killing" in the well. The calculation of the loss of oil production due to occurrence of the production string leakage is performed.*

Keywords: *production string leakage, "self-killing" effect, water encroachment, Samotlor field, geological-technical action*

References

1. Avtorskii nadzor za razrabotkoi Samotlorskogo mestorozhdeniya 2010 g (Supervision of Samotlor field development of 2010). Tyumen': Tyumen's Petroleum Research Center, 2010. Book 2, Vol. 1. 547 p.
2. Kubrak M.G. Vybór optimal'noi glubiny spuska dopolnitel'noi ekspluatatsionnoi kolonny (The choice of an optimal hauling down depth of an additional production column). Electronic scientific journal "Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business", 2011, Issue 3, pp. 191-201. http://www.ogbus.ru/authors/Kubrak/Kubrak_2.pdf
3. Mischenko I.T. Skvazhinnaya dobycha nefti: ucheb. posobie dlya vuzov (Well oil production). Moscow: Neft' i gaz, RGU, 2003. 816 p.
4. Perform. Tekhnicheskoe rukovodstvo (Engineering manual). 2010. 233 p.
5. Elphick J, Seright R.S. A classification of water problem types // Petroleum Network Education 3rd Annual International Conference's on Reservoir Conformance, Profile Control, Water, and Gas Shut Off, Houston, Texas, USA, Aug 6-8, 1997. 15 p.
6. Ibragimov L. Kh., Mishchenko I.T., Cheloyants D.K. Intensifikatsiya dobychi nefti (Intensification of oil recovery). Moscow: Nauka, 2000. 414 p.
7. Fattakhov I.G. The identification technique of oil well water invasion ways. Electronic scientific journal "Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business", 2011, Issue 3, pp. 160-164. http://www.ogbus.ru/eng/authors/FattakhovIG/FattakhovIG_1e.pdf