

УДК 622.276

## АНАЛИЗ СРОКОВ СЛУЖБЫ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН АРЛАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Шагалин Р.Р.

ООО НПФ «Геофизика», г. Уфа  
e-mail: rinatshagalin@yandex.ru

Антипин Ю.В., Якубов Р.Н.<sup>1</sup>

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, e-mail:  
e-mail: <sup>1</sup>rnyakubov@gmail.com

**Аннотация.** Приведен анализ сроков службы скважин Арланского месторождения. Установлено, что срок службы вертикальных скважин составляет 21 - 42 года. Выделены характерные периоды работы скважины, определена их продолжительность и роль в общем сроке эксплуатации скважины.

**Ключевые слова:** крепь скважины, периоды эксплуатации, коррозионный и механический износ, негерметичность обсадной колонны, срок службы вертикальных скважин

При разработке нефтяных месторождений на поздней стадии поддержание фонда скважин в работоспособном состоянии становится фактором, определяющим технико-экономическую эффективность нефтедобывающего предприятия. На этой стадии все большее число скважин переходит в разряд сооружений с продолжительной историей эксплуатации, соответственно увеличивается объем ремонтных работ.

Срок службы скважин предопределяется качеством их строительства, условиями эксплуатации и ремонтов. Он зависит от геолого-физических свойств пластов, глубины, профиля и качества крепи скважины. Под понятием «крепь скважины» подразумеваются следующие составляющие: обсадные трубы, резьбовые соединения, цементный камень, контакт цементного камня с обсадными трубами, контакт цементного камня со стенками скважины. Крепь герметична и выполняют все свои функции, если герметичны все ее составляющие [1].

После ввода скважины в работу при ее эксплуатации и ремонтах начинают проявляться коррозионное разрушение и механический износ обсадной колонны. Это объясняется проявлением сложных геохимических процессов при заводнении нефтенасыщенных пластов, что приводит к формированию агрессивных попутно-добываемых вод, образованию трудно удаляемых отложений солей в скважинном оборудовании. По мере увеличения продолжительности работы скважин коррозионное и механическое воздействие увеличивается вплоть до образования негер-

метичности обсадной колонны. Для восстановления герметичности крепи проводят капитальный ремонт скважины (КРС). Дальнейший срок службы скважины определяется рентабельностью ее эксплуатации для конкретных условий месторождения, затем принимается решение о ее консервации, переназначении или ликвидации.

Разбуривание Арланского месторождения началось со второй половины 1950-х годов. В основу была положена проводка вертикальных стволов скважин с максимальными зенитными углами до 10 град. Позднее начал применяться индустриально-комплексный метод по которому разбуривание проводится многоскважинными кустами. Применение индустриально-комплексного метода требует проводки преимущественно искривленных наклонно-направленных стволов со специфической геометрией скважин. При увеличении максимальных зенитных углов искривленность ствола приводит к более активному износу обсадной колонны и сокращению срока службы скважин [2].

Разработка Арланского месторождения осуществляется скважинами, построенными преимущественно по единой типовой конструкции [3]. В подавляющем большинстве внешний диаметр стальной обсадной колонны 146 мм, а толщина стенки обсадных труб – 8 мм. Геометрические параметры ствола могут различаться в соответствии с проектом бурения скважины. Так в соответствии с наклоном ствола до 10 град скважина считается условно-вертикальной. При увеличении максимального зенитного угла больше 10 град – скважина является наклонно-направленной.

Основной износ крепи происходит в процессе эксплуатации скважин, поэтому особый интерес при изучении срока службы скважин представляет рассмотрение характера эксплуатации условно-вертикальных скважин. При такой постановке задачи решение ее упрощается, поскольку практически полностью исключается влияние кривизны ствола на срок службы скважины.

На рис. 1 приведены значения сроков службы ликвидированных условно – вертикальных скважин Николо-Березовской и Арланской площадей.

Из рис. 1 видно, что наибольшие сроки службы скважин составляют 40 - 42 года. Большинство скважин (более 50 %) эксплуатируются от 27 до 35 лет. Около 25 % скважин имеют сроки службы 21 - 28 лет.

На промыслах имеются скважины со сроками службы менее 17-18 лет. Так, добывающая скважина 1392 Николо-Березовской площади (рис. 1) была досрочно ликвидирована (через 13,7 лет работы) из-за невозможности восстановления технического состояния обсадной колонны, хотя она еще не прошла полного периода эксплуатации. Чаще всего досрочная ликвидация скважин происходит из-за неисправности обсадной колонны: сложных полетов глубинно-насосного оборудования; выполненных некачественно изоляционных работ; повреждения обсадной колонны буровым инструментом при КРС и выполнении других аварий-

ных работ. Сроки службы таких скважин при досрочной ликвидации в статистическом анализе нами не учитывались.

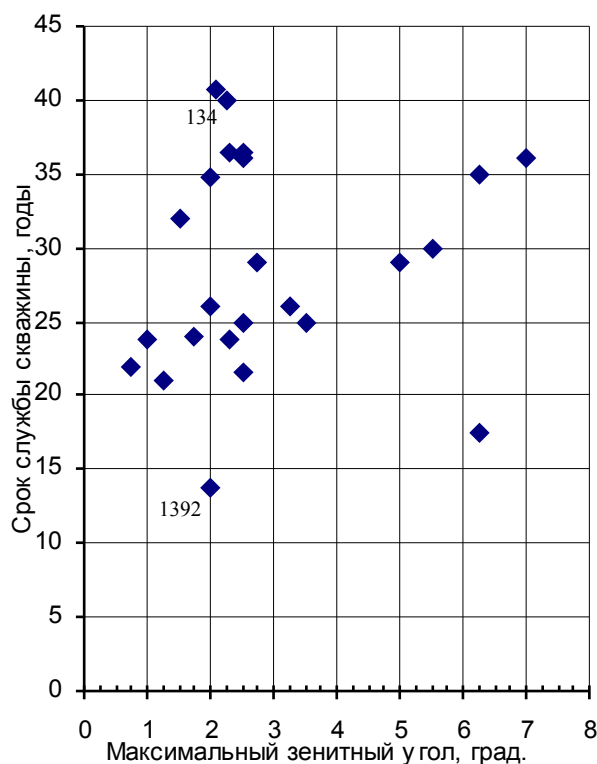


Рис. 1. Сроки службы условно-вертикальных скважин Николо-Березовской площади Арланского месторождения

Особенности эксплуатации скважин (рис. 1), находившихся в работе по 35 - 42 года, рассмотрим на примере скв. 134 Николо-Березовской площади. Бурение скважины было начато 1 января 1959 г. и окончено 3 февраля 1959 г. Интервал перфорации – 1260,6 - 1266,0 (пласт С<sub>2</sub>). С 17 августа 1959 г. скважина вступила в эксплуатацию фонтанным способом с начальным дебитом 54 т/сут., при пластовом давлении 12,3 МПа. В связи с падением дебита, скважина в феврале 1962 г. переведена на эксплуатацию штанговой насосной установкой с дебитом 30 т/сут безводной нефти. Эксплуатация скважины 11 лет осуществлялась без серьезных осложнений со средним межремонтным периодом 234 сут. Периодическое появление воды в продукции отмечено с февраля 1973 г. Постоянное поступление воды в скважину началось с августа 1974 г. Период безводной эксплуатации составил 15 лет или 37,5 % от всего срока работы скважины.

На рис. 2 показана динамика добычи нефти, содержания воды в продукции и ремонтов скв. 134 с 01.01.1973 г.

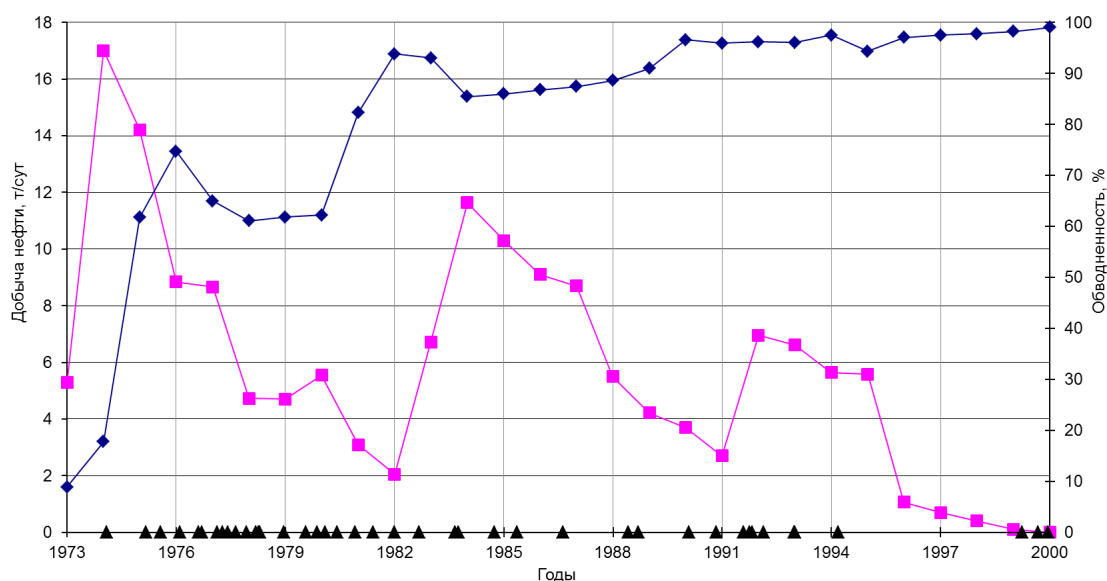


Рис. 2 Динамика добычи нефти и содержания воды в продукции скв. 134 Николо-Березовской площади

В начале января 1974 г. в скважине проведены геолого-технические мероприятия (ГТМ) по восстановлению ее дебита. В результате ГТМ дебит увеличился до 12,8 т/сут., а обводненность продукции скважины стала составлять 14 %. Из рис. 2 видно, что после ГТМ обводненность быстро увеличилась до 43 % и вскоре установилась на уровне 65 - 67 %.

Период эксплуатации скважины с августа 1974 г. до начала 1982 г. характеризовался резким увеличением количества текущих ремонтов скважин (ТРС) по ремонту оборудования СШНУ (обрывы, отвороты штанг, замена полированного штока, смена СШН и др.). Причиной ремонтов являлась добыча продукции скважины в виде стойкой водо-нефтяной эмульсии. Движение эмульсии, обладающей высокой вязкостью, приводит к увеличению нагрузок на головку балансира и преждевременным выходам из строя отдельных элементов штанговой колонны. За указанный период проведено 19 ремонтов скважин, а МРП составил 154 сут. В итоге, период эксплуатации скважины в осложненных условиях составил 8 лет или 20 % от всего срока эксплуатации скважины.

К середине 1982 г. добыча нефти уменьшилась ниже рентабельности ее извлечения, поэтому на скважине были проведены геолого-технические мероприятия по форсированию отбора жидкости. В сентябре 1982 г. в скважину был спущен ЭЦН, после чего среднесуточная добыча нефти увеличилась с 3 до 11,8 т/сут, а содержание воды с 84,2 до 97,5 %. В июне-июле 1983 г. в скважине проведены ремонтно-изоляционные работы, позволившие снизить обводненность до 79,6 %, однако при последующей эксплуатации содержание воды в продукции постепенно увеличивалось, а отбор нефти снижался. К июню 1994 г. добыча нефти умень-

шилась до 1,8 т/сут, а обводненность увеличилась до 98 %. За весь период эксплуатации УЭЦН (март 1994 г.) средний МРП работы составил 262 сут.

В марте 1994 г. в скв. 134 проведен КРС по ограничению притока воды. В связи с высоким пластовым давлением в зоне отбора скважина переведена на фонтанный способ эксплуатации, которая эксплуатировалась до 1999 г. К этому времени в продукции скважины обнаружилось высокое содержание сероводорода. В 1999 - 2000 гг. в скважине проведены РИР путем нескольких цементных заливок различных интервалов обсадной колонны, а в октябре 2000 г. скважина была ликвидирована по техническим причинам (категория III «а») из-за аварийного состояния эксплуатационной колонны.

Срок эксплуатации скважины можно представить в виде характерных периодов ее работы в процессе добычи нефти. Для оценки величины периодов эксплуатации проведен статистический анализ сроков эксплуатации 39 ликвидированных условно-вертикальных скважин Арланского месторождения.

С пуском скважины в работу осуществляется приток безводной нефти вплоть до стабильного появления воды в продукции. Этот интервал времени характеризует период безводной эксплуатации скважины. Для анализируемых скважин Арланского месторождения он составляет в среднем 4,7 года или 15 % от полного срока эксплуатации.

С появлением воды начинаются осложнения при эксплуатации скважин из-за образования высоковязкой водо-нефтяной эмульсии обратного типа, отложения на поверхности оборудования солей, смоло-парафиновых компонентов нефти. С увеличением обводненности продукции осложнения усиливаются, кроме того происходит инверсия фаз эмульсии. Восстановление работоспособности скважин достигается за счет увеличения количества ремонтов насосного оборудования и очистки обсадной колонны.

Время эксплуатации с начала проявления воды до завершения инверсии фаз эмульсии характеризует период эксплуатации скважины начального обводнения и возникновения осложнений при добыче нефти. Для Арланского месторождения этот период в среднем составляет 7,8 года или 25,5 % от всего срока эксплуатации скважины.

Дальнейшая эксплуатация скважины основана на продолжительной добыче высокообводненной продукции (до 97 - 99 %). Количество текущих ремонтов насосного оборудования снижается, КРС – увеличивается, поскольку требуется проведение сложных ремонтно-изоляционных работ и мероприятий по устранению негерметичности крепи скважины. В это время не исключается периодическое образование отложений солей, ловильные работы, появление сероводорода в продукции скважины. При проведении сложных КРС увеличивается механический износ обсадной колонны. Время эксплуатации с начала образования эмульсии типа «нефть в воде» до появления сероводорода в продукции скважины характери-

зует период добычи высокообводненной продукции. Для Арланского месторождения этот период составляет в среднем 16 лет или 52,2 % от всего срока эксплуатации скважины.

При последующей эксплуатации повышающееся содержание сероводорода в добываемой продукции свидетельствует о наличии в высокообводненной скважине процесса сульфатредукции с развитием сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ). Выделяющийся сероводород биогенного происхождения вызывает активную коррозию стального оборудования с образованием на его поверхности сульфида железа. Для Арланского месторождения период добычи сероводородсодержащей продукции составляет в среднем 2,2 года или 7,4 % от всего срока эксплуатации скважины.

Полный срок эксплуатации скважин Арланского месторождения составляет 21 - 42 года. Для статистического анализа срок эксплуатации скважин разделен на равные интервалы времени по годам (42 - 35, 35 - 28, 28 - 21). В табл. 1 приведена структура периодов эксплуатации скважин по интервалам срока их службы.

Таблица 1. Структура периодов срока эксплуатации скважин

Интервал сроков службы скважин, годы	Период эксплуатации скважин			
	Добыча безводной нефти	Начало обводнения, проявление осложнений	Добыча высокообводненной продукции	Добыча сероводородсодержащей продукции
	Средняя продолжительность периода, годы			
35 - 42	7,6	8,4	18,6	2,1
28 - 35	4,0	7,8	16,5	2,2
21 - 28	2,6	7,2	13,0	2,4
	Доля периода в общем сроке эксплуатации, %			
35 - 42	20,7	22,9	50,6	5,8
28 - 35	13,5	25,0	54,5	7,0
21 - 28	10,5	28,6	51,5	9,4

Из анализа результатов сроков службы скважин видно, что период безводной эксплуатации изменяется в среднем в интервале от 2,6 до 7,6 лет, а доля безводного периода в общем сроке эксплуатации изменяется от 10,5 до 20,7 %. При подобном характере изменения параметра, увеличение безводного периода эксплуатации скважины в реальных условиях способствует увеличению срока службы скважины в целом и может служить диагностирующим признаком.

Период начала обводнения и проявления осложнений для всех скважин изменялся незначительно, составляя в среднем 7,8 лет с наименьшим МРП.

Характерно, что доля этого периода уменьшается от 28,6 до 22,9 % по мере увеличения продолжительности службы скважин. Следует отметить, что первые два периода работы скважины составили в сумме около 40 % всего срока эксплуатации.

Основное время эксплуатации скважин (более 50 %) приходится на период добычи высокообводненной продукции во всем интервале сроков службы скважин. Этот период работы скважины в среднем составляет от 13,0 до 18,6 лет, а в относительном выражении – от 50,6 до 54,5 % всего срока службы скважин.

Особенностью добычи нефти на Арланском месторождении является практически повсеместное биозаражение попутных вод на поздней стадии разработки [2, 3], что особенно ярко проявляется в последние годы эксплуатации скважин. На период добычи сероводородсодержащей высокообводненной продукции во всем интервале сроков эксплуатации скважин приходится немногим более 2 лет.

Таким образом, выделение характерных периодов позволило выявить роль каждого из них в процессе эксплуатации скважин. Так, увеличение продолжительности эксплуатации в безводном периоде благоприятно сказывается на всем сроке службы скважины. Продолжительность периода осложнения эксплуатации скважины чрезвычайно важно сократить путем проведения комплексных текущих ремонтов, позволяющих повысить надежность работы глубинно-насосного оборудования одновременно с использованием ингибиторов коррозии, солеотложения, деэмульгаторов. В период добычи высокообводненной продукции необходимо усилить контроль за оценкой технического состояния обсадной колонны с целью своевременного проведения сложных КРС. С момента появления сероводорода в продукции скважин необходимо более активное использование бактерицидов и ингибиторов коррозии.

### Литература

1. Алексеев Л.А., Конесев Г.В., Сакаев Р.М. Причины нарушения и повышение долговечности скважин: учеб. пособие. Уфа: УГНТУ, 2002. 70 с.
2. Гильмутдинов Б.Р., Шагалин Р.Р., Антипин Ю.В. Влияние профиля скважины на долговечность обсадных колонн // Проблемы геологии, геофизики, бурения и добычи нефти. Экономика и управление: сб. ст. асп. и молодых специалистов. Уфа: Изд-во НПФ «Геофизика», 2008. Вып. 5. С. 147 - 156.
3. Баймухаметов К.С., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш. Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения. Уфа: РИЦ АНК "Башнефть", 1997. 368 с.

## LIFE CYCLE ANALYSIS FOR VERTICAL WELLS AT ARLAN DEPOSIT UNDER DIFFERENT CONDITIONS OF USE

R.R. Shagalin

*NPF "Geofizika" JSC, Ufa, Russia*

*e-mail: rinatshagalin@yandex.ru*

Yu.V Antipin, R.N. Yakubov<sup>1</sup>

*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

*e-mail: <sup>1</sup>rnyakubov@gmail.com*

**Abstract.** *The analysis of the service life of wells Arlan deposit is described. Found that the lifetime of vertical wells is 21-42 years. Identified specific periods of the well operation defined its duration and role in the overall life cycle of the well.*

**Keywords:** *lining well, periods of operation, corrosion and mechanical wear and tear, casing leaks, life cycle of the vertical wells*

### References

1. Aleksyeev L.A., Konesev G.V., Sakaev R.M. Prichiny narusheniya i povyshe-  
nie dolgovechnosti skvazhin: ucheb. posobie (Causes of violation and increasing  
wells longevity). Ufa, UGNTU, 2002. 70 p.
2. Gilmutdinov B.R., Shagalin R.R., Antipin Yu.V. Vliyanie profilya skvazhiny  
na dolgovechnost obsadnykh kolonn (Effect of well profile casing on the longevity of  
casing string), *Problemy geologii, geofiziki, bureniya i dobychi nefi. Ekonomika i up-  
ravlenie: sb. statei aspirantov i molodykh spetsialistov (Problems of geology, geophy-  
sics, drilling and oil production. Economics and management: Collection of articles of  
graduate students and young professionals)*, Ufa, NPF "Geofizika", 2008. Issue 5. pp.  
147 - 156.
3. Baimukhametov K.S., Gainullin K.Kh., Syrtlanov A.Sh. Geologicheskoe stro-  
enie i razrabotka Arlanskogo neftyanogo mestorozhdeniya (The geological structure and  
development of Arlan petroleum deposit). Ufa, RITS ANK "Bashneft", 1997. 368 p.