УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА ПО ДАННЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

RESEARCH OF THE EFFECTIVENESS OF RESERVOIR DRILLING IN TECHNOLOGIES BASED ON THE DATA OF DYNAMIC WELL TEST

Сингатуллин Никита Алексеевич
магистрант кафедры нефтегазовых технологий,
Пермский национальный исследовательский политехнический университет
nikita24657@rambler.ru

Дерендяев Вадим Валерьевич
магистрант кафедры экономика и финансы,
Пермский национальный исследовательский политехнический университет
v.v.derendyaev@mail.ru

Аннотация. Рассматривается проблема загрязнения призабойных зон продуктивных пластов на месторождении имени Сухарева с целью подбора оптимальных технологий вскрытия. Выполнен анализ применяемых буровых растворов и конструкций призабойных зон на скважинах месторождения. Составлен перечень используемых технологий первичного вскрытия. Проведена обработка результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) методом детерминированных моментов давления (ДМД) и методом касательной со последующей оценкой состояния призабойных зон продуктивных пластов. Дано заключение по поводу рациональности использования применяемых технологий заканчивания и их влияния на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) продуктивных горизонтов на данном месторождении.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, продуктивный пласт, гидродинамические исследования, буровой раствор, заканчивание скважин.

Singatullin Nikita Alekseyevich
Master's Student of Department Oil and Gas Technologies,
Perm National Research Polytechnic University
nikita24657@rambler.ru

Derendyaev Vadim Valeryevich
Master's student of Departmentof Economics and Finance,
Perm National Research Polytechnic University
v.v.derendyaev@mail.ru

Annotation. The problem of contamination of bottom-hole zones of productive formations at the Sukharev field is considered in order to select the optimal completion technologies. The analysis of the drilling muds used and the structures of the bottom-hole regions at the wells of the field is carried out. A list of the drilling-in technologies used has been compiled. The results of dynamic well tests were processed by the method of deterministic moments of pressure and the tangent method, followed by an assessment of the state of the bottom-hole zones of productive formations. A conclusion is given on the rationality using of the completion technologies and their impact on the reservoir properties of the productive horizons at this field.

Keywords: bottom-hole region, pay formation, well testing, drilling mud, well completion.

Введение

Эффективность реализуемых технологий первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов месторождений углеводородов является ключевым аспектом, определяющим последующую эффективную эксплуатацию скважин. Одним из главных признаков эффективности реализованных технологий вскрытия является сохранение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора в зоне влияния скважины, вышедшей из бурения.

При первичном вскрытии (разбуривании) продуктивных пластов за счет активного взаимодействия очистных агентов со стенками скважины происходит ухудшение ФЕС в призабойной зоне пласта (ПЗП) за счет кольматации порового пространства твердой фазой и проникновения в пласт фильтрата бурового раствора. Фактическое отсутствие возможности оперативного контроля кольматации коллектора в процессе заканчивания скважины обуславливает необходимость детальной оценки накопленного опыта реализации различных технологий вскрытия продуктивных пластов, что позволит обоснованно применять их в дальнейшем.

Также необходимо отметить, что одна и та же технология вскрытия может оказывать различное влияние на ФЕС в тех или иных геолого-физических условиях, что также необходимо учитывать при оценке эффективности применяемых технологий.

В настоящей статье приводятся результаты оценки состояния ПЗП для скважин месторождения им. Сухарева, расположенного на севере Пермского края. Выбор месторождения обусловлен наличием в его пределах трех продуктивных объектов с весьма отличающимися геолого-физическими свойствами. Так, башкирские отложения представлены карбонатным коллектором преимущественно порового типа, насыщенным нефтью средней вязкости с средней газонасыщенностью. Терригенные от-

ложения бобриковского возраста представлены также поровым гранулярным коллектором, насыщенным маловязкой нефтью с средней газонасыщенностью. Аналогично можно охарактеризовать пластовую нефть турнейско-фаменской залежи, для которой, в свою очередь, характерна выраженная трещиноватость и кавернозность карбонатного коллектора. Активное разбуривание месторождения начато в течение последних 10 лет, в процессе вскрытия продуктивных пластов использовано несколько современных технологий. Таким образом, реализация нескольких технологий вскрытия пластов в различных геолого-физических условиях обуславливает выбор месторождения им. Сухарева в качестве информативного объекта проведения запланированных исследований.

Краткое описание реализованных технологий вскрытия

продуктивных пластов на месторождении им. Сухарева

На месторождении им. Сухарева при вскрытии продуктивных интервалов применялись следующие технологические жидкости:

– **Безглинистый буровой раствор на основе полисахаридов (ББР-СКП)**, таких как: крахмал, ПАЦ, при необходимости – биополимер, ПАВ и ингибирующих добавок. Раствор имеет низкие значения показателя фильтрации (при dP = 0,7 МПа, Ф = 2,0 – 6,0 $см^3$).

– **Малоглинистый полимер-эмульсионный буровой раствор – МГБР-ПМГ.** Использование данного раствора считается целесообразным для строительства скважин в сложных гидрогеологических и технико-технологических условиях (например, при бурении через кыновские аргиллиты, глауконитовые глины) при необходимости решения основной проблемы – сохранение устойчивости ствола скважины в интервалах залегания неустойчивых глинистых отложений при больших зенитных углах и обеспечение выноса шлама из сильно искривленного участка ствола скважины. Всостав раствора входят полисахаридные реагенты – регуляторы реологических и фильтрационных свойств, ингибиторы набухания и диспергирования глин, эмульгатор, углеводородная среда, при необходимости – кислоторастворимыйкольматант (ККУ-М). Этот раствор может быть использован и для бурения горизонтального участка при вскрытии продуктивного пласта, т.к. по своим физико-химическим и технологическим показателям отвечает требованиям для качественного вскрытия продуктивного пласта.

– **Инвертные эмульсионные растворы (ИЭР)** содержат небольшое коллоидных глинистых частиц, загрязняющих коллектор, поэтому используются для вскрытия продуктивных интервалов. Они относятся к растворам на углеводородной основе (РУО), которыеимеют, как правило, очень низкий показатель фильтрации. В связи с этим, они используются для вскрытия продуктивных пластов с низкой проницаемостью (так как фильтрат представляет собой углеводород, то при его проникновении в поровое пространство не будет формироваться эмульсия, снижающая проницаемость).

– **Высокоингибированная система бурового раствора (ВИБР)** – это новый современный раствор на водной основе. Готовится непосредственно в полевых условиях. Данный растворрешает те же задачи, что и ББР-СПК и ИЭР, но в отличие от них имеет большой спектр назначений: бурение горизонтальных скважин на башкирский ярус; бурение пологих и горизонтальных скважин на турнейский и фаменский ярусы; бурение скважин малого диаметра и боковых стволов; бурение наклонно-направленных скважин при вскрытии нескольких интервалов; бурение пологих разведочных скважин; бурение скважин, представленных мощными отложениями высоковязких глин, склонных к набуханию; способствует предупреждению прихвато- и сальникообразования, уменьшению образования желобов, улучшению крепящих свойств раствора [1].

Обобщенная информация об опыте применения перечисленных буровых растворов при строительстве скважин на месторождении им. Сухарева приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Обобщенная информация обуровых растворах, применяемых при вскрытии продуктивных пластов месторождения им. Сухарева

№ п/п	№ скважин	Применяемый буровой раствор	Состав дисперсионной среды
1	2, 3, 4, 5, 112, 113, 118, 215, 317, 320	МГБР-ПМГ	На водной основе
2	111, 125, 208, 214, 318, 329	ИЭР	На углеводородной основе
3	114, 115, 116, 117, 120, 121, 322, 327	ББР-СКП	На водной основе
4	119	МГБР-ПМГ + ББР-СКП	На водной основе
5	321	Т/вода + ИЭР	На углеводородной основе
6	323	ВИБР	На водной основе

Технологии первичного вскрытия, приведенные в таблице 1, дифференцированы по типу применяемого бурового раствора. Однако при их анализе целесообразно также учесть различия в конструкции забоев скважин [2].

Схемы типовых конструкций забоев скважин месторождения им. Сухарева приведены на рисунке 1.

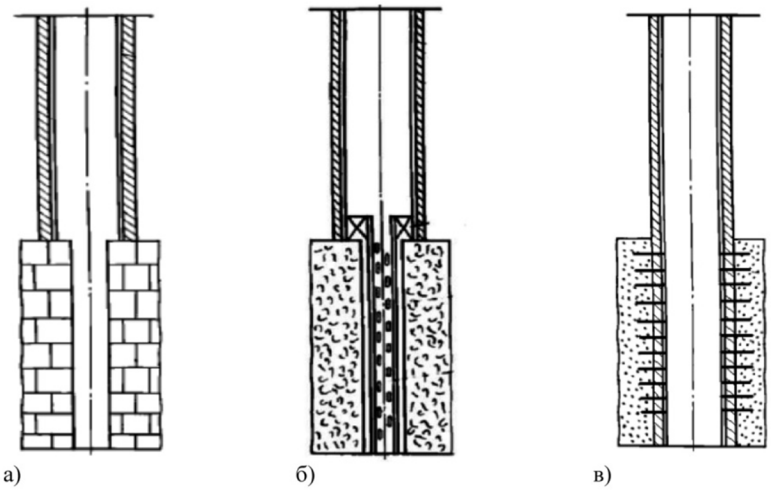

Рисунок 1 – Схемы типовых конструкций забоев скважин:
а – с открытым стволом уменьшенного диаметра; б – с дополнительным хвостовиком (фильтром);
в – с закреплением забоя эксплуатационной колонной

Для удобства анализа каждая из реализованных технологий вскрытия обозначена соответствующим индексом приведенном в таблице 2.

Таблица 2 – Расшифровка индексов технологий вскрытия, реализованных на месторождении им. Сухарева

Индекс технологии вскрытия	№ скважин	Конструкция ПЗП	Применяемый буровой раствор при вскрытии продуктивного пласта
1	2, 3, 4, 5, 112, 113, 118, 215, 317, 320	Забой скважины, закреплен эксплуатационной колонной	МГБР-ПМГ
2	111, 208, 214, 318, 329	Забой скважины с дополнительным хвостовиком-фильтром (с горизонтальным окончанием)	ИЭР
3	115, 116, 117, 120, 121, 322	Забой скважины с открытым стволом уменьшенного диаметра (с горизонтальным окончанием)	ББР-СКП
4	114, 327	Забой скважины с дополнительным хвостовиком-фильтром (с горизонтальным окончанием)	ББР-СКП
5	119	Забой скважины с открытым стволом уменьшенного диаметра (с горизонтальным окончанием)	МГБР-ПМГ + ББР-СКП
6	125	Забой скважины с открытым стволом уменьшенного диаметра (с горизонтальным окончанием)	ИЭР
7	321	Забой скважины с открытым стволом уменьшенного диаметра (с горизонтальным окончанием)	Т/вода + ИЭР
8	323	Забой скважины с открытым стволом уменьшенного диаметра (с горизонтальным окончанием)	ВИБР

Анализ гидродинамического состояния призабойных зон

после реализации различных технологий вскрытия продуктивных пластов

Эффективным инструментом оценки состояния ПЗП являются гидродинамические исследования скважин методом восстановления давления с получением соответствующей кривой (КВД). Очевидно, интерпретация КВД, зарегистрированной в течение непродолжительного времени после ввода скважины в эксплуатацию, позволит оценить факт изменения состояния коллектора и, как следствие, эффективность реализованных технологий первичного вскрытия продуктивных пластов.

Оценка состояния ПЗП может быть выполнена при реализации различных методов интерпретации КВД. Наиболее распространенным способом решения указанной задачи является вычисление величины скин-фактора. Однако, данный параметр является весьма чувствительным к продолжительности исследования. Так, в работе [3] указывается высокая вероятность получения заниженных скин-факторов при обработке недовосстановленных КВД, что весьма характерно для низкопроницаемых карбонатных коллекторов. Поскольку два из трех объектов разработки на рассматриваемом месторождении представлены именно низкопроницаемыми карбонатными коллекторами, использовани-

ем скин-фактора как критерия оценки состояния ПЗП может привести к некорректным выводам. В этой связи целесообразно использовать другой метод, позволяющий достоверно оценивать состояние призабойных зон при обработке недовосстановленных КВД, например, метод детерминированных моментов давления [4]. Диагностическая процедура в данном методе основывается на вычислении безразмерного критерия d, схема трактовки его величины следующая:

– d < 2,0 – наличие в коллекторе системы трещин;
– 2,0 < d < 2,2 – зональная однородность коллектора;
– d > 2,2 – снижение проницаемости коллектора в ПЗП [5].

Для всех скважин месторождения им. Сухарева собраны и систематизированы данные перовых после ввода скважин в эксплуатацию гидродинамических исследований. Все привлеченные КВД обработаны методом детерминированных моментов давления с определением безразмерного диагностического признака d, по величине которого выполнена оценка состояния ПЗП. Результаты оценки сведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты оценки состояния ПЗП после ввода в эксплуатацию скважин месторождения им. Сухарева

Состояние ПЗП	Кол-во скважин для пласта		
	Бш	Бб	Т-Фм
Улучшенное	3	1	4
Не измененное	0	2	2
Ухудшенное	5	6	5

Как следует из таблицы 2, проанализировано примерно равное количество скважин с различными продуктивными пластами. Из результатов оценки можно сделать вывод, что на месторождении им. Сухарева присутствуют скважины как с ухудшенным, так и с улучшенным состоянием призабойной зоны и в терригенных, и в карбонатных породах.

Выше описанные выводы позволяют сказать о необходимости разделения скважин по применяемым технологиям первичного вскрытиядля объективного анализа состояний ПЗП скважин и подбора оптимальной технологии в различных геолого-физических условиях.

Детальная информация о состоянии ПЗП скважин с учетом реализованных технологий вскрытия дифференцированно по пластам приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты оценки состояния ПЗП после ввода в эксплуатацию скважин месторождения им. Сухарева (для различных технологий вскрытия)

Индекс технологии вскрытия	Состояние ПЗП	Кол-во скважин для пласта		
		Бш	Бб	Т-Фм
1	Улучшенное			1
	Не измененное		1	1
	Ухудшенное		5	3
2	Улучшенное		1	
	Не измененное		1	
	Ухудшенное		3	
3	Улучшенное	2		2
	Не измененное			1
	Ухудшенное	1		
4	Улучшенное			1
	Не измененное			
	Ухудшенное	1		
5	Улучшенное			
	Не измененное			
	Ухудшенное			1
6	Улучшенное			
	Не измененное			
	Ухудшенное	1		
7	Улучшенное	1		
	Не измененное			
	Ухудшенное			
8	Улучшенное			
	Не измененное			
	Ухудшенное			1

Также данная информация визуализирована в виде соответствующей диаграммы (рис. 2).

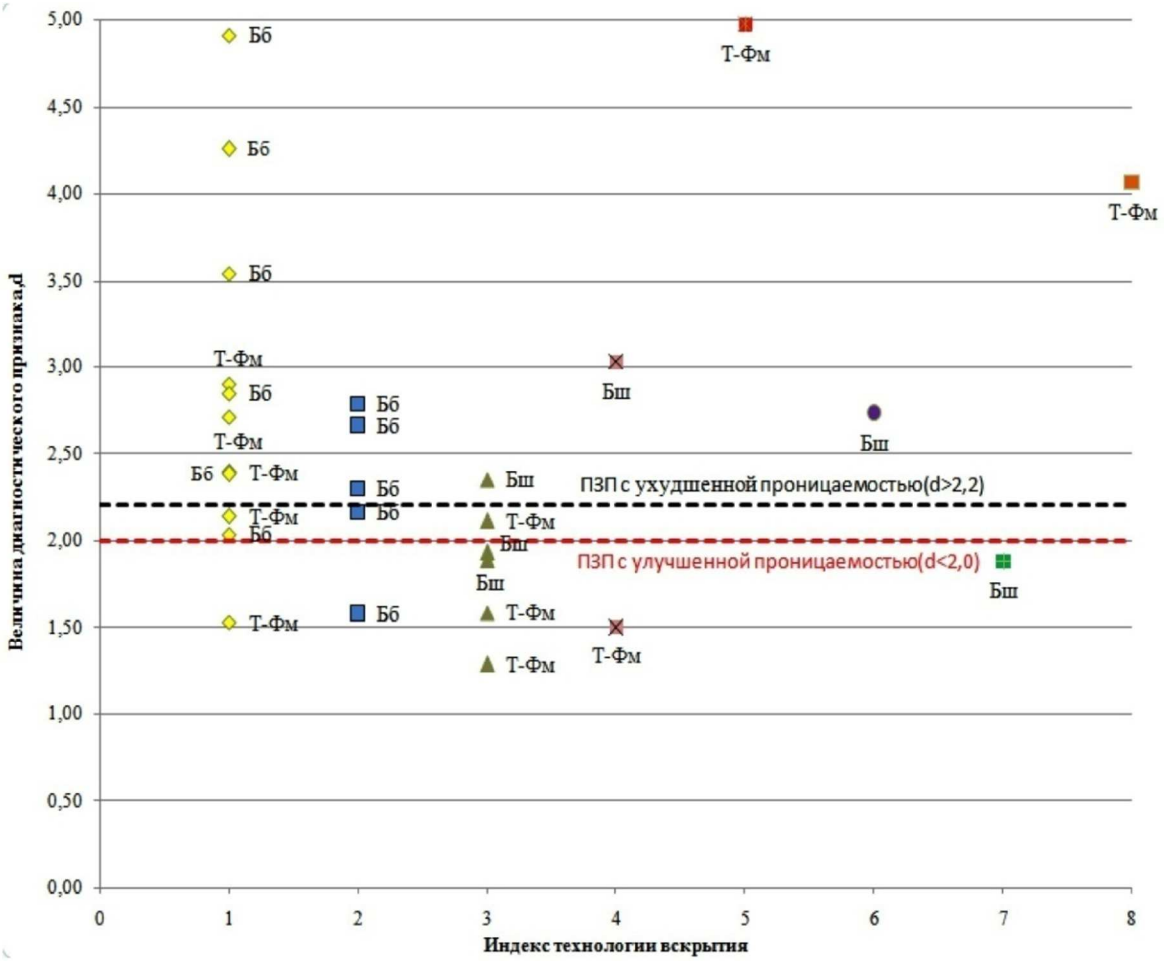

Рисунок 2 – Сводная диаграмма технологий вскрытий пластов месторождения им. Сухарева

Выводы:

1. Всего ходе исследования по результатам ГДИС проанализировано 28 скважин, по итогу лишь 42,9 %(12 из 28) скважин имеет неухудшенное состояние призабойной зоны.
2. 72,7 % из числа скважин с закрепленной эксплуатационной колонной имеют ухудшенное состояние призабойной зоны, что, естественно, объясняется существенным загрязнением приствольной зоны пласта буровым и цементным растворами.
3. 52,9 % скважин, чей продуктивный пласт не был подвержен цементированию отличаются приемлемым состоянием призабойной зоны для дальнейшей эффективной разработки, что подтверждает преимуществасхем с открытым стволом либо с незакрепленным хвостовиком (ПЗП не загрязняется цементным раствором).
4. Применение нового бурового раствора ВИБР согласно анализу ГДИС на скважине № 323 месторождения им. Сухарева не дало необходимого результата по состоянию ПЗП. Возможно, это связано с недостаточной изученностью области применения относительно новой рецептуры бурового раствора.
5. Анализ технологий вскрытия № 5, 6, 7, 8 на момент написания статьи, носит информативный характер, так как проанализировано недостаточное количество скважин для предоставления объективного заключения по поводу применимости данных технологий на исследуемом месторождении.
6. По результатам исследования наиболее успешной технологией для первичного вскрытия пласта, с точки зрения сохранения проницаемости ПЗП, является технология № 3, когда забой скважины с открытым стволом уменьшенного диаметра и вскрытие продуктивного пласта происходит на безглинистом буровом растворе на основе полисахаридов (зона кольматации предупреждает глубокое проникновение бурового раствора в пласт в период первичного вскрытия, но легко разрушается в период освоения). Так, 5 из 6 (83,3 %) скважин, вскрытых по данной технологии, не имели проблем с состоянием призабойной зоны.

Литература:

1. Шимановский В.А. Приоритет использования высокоингибированной системы бурового раствора в сравнении с другими буровыми растворами, применяемыми при бурении нефтяных скважин на территории Пермского края // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2018. – № 1. – С. 105–108.
2. Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: учебное пособие // Федеральное агентство по образованию, Гос. образовательное учреждение высш. проф. образования «Пермский гос. технический ун-т». – Пермь : Изд-во Пермского гос. технического ун-та, 2007. – 189 с.
3. Савчик М.Б., Пономарева И.Н. Оценка состояния прискважинных зон при обработке недовосстановленных кривых восстановления давления // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11. – № 2. – С. 77–82.
4. Ерофеев А.А., Пономарева И.Н., Мордвинов В.А. Обработка недовосстановленных кривых восстановления давления методами касательной и детерминированных моментов давления // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 25–27.
5. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М. : Федеральное государственное унитарное предприятие «Академический научно-издательский, производственно-полиграфический и книгораспространительский центр «Наука», 2000. – 414 с.

References:

1. Shimanovsky V.A. Priority of using highly inhibited drilling mud system in comparison with other drilling muds used in oil well drilling in the Perm Territory // Problems of Hydrocarbon and Ore Mineral Fields Development. – 2018. – № 1. – P. 105–108.
2. Dolgikh L.N. Fastening, testing and development of oil and gas wells: textbook // Federal Agency for Education, State Educational Institution of Higher Professional Education «Perm State Technical University». – Perm : Publishing house of Perm state technical university, 2007. – 189 p.
3. Savchik M.B., Ponomaryova I.N. Estimation of near-wellbore zones condition at processing of unrecovered pressure recovery curves // Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and Gas and Mining. – 2012. – Vol. 11. – № 2. – P. 77–82.
4. Erofeev A.A., Ponomareva I.N., Mordvinov V.A. Processing of unrecovered pressure recovery curves by methods of tangent and deterministic pressure moments // Petroleum Engineering. – 2011. – № 10. – P. 25–27.
5. Ibragimov L.Kh., Mishchenko I.T., Cheloyants D.K. Intensification of oil production. – M. : Federal State Unitary Enterprise «Academic scientific-publishing, industrial-polygraphic and book-distributing centre «Nauka», 2000. – 414 p.