

тенденции не прослеживается, возможен даже рост n/N - налицо факт того, что чем крупнее (по числу пластов) эксплуатационный объект, тем «лучше» относительно других пластов работает пласт с более хорошими ФЭС.

Проведенный анализ показал, что неравномерная выработка запасов пластов Осинского месторождения связана, главным образом, с неоднородностью геологического строения залежи, обусловленной особенностями осадконакопления.

Получено 29.01.99

УДК 553.8

В. А. Пономарев (РАО «Газпром»)

ТЕХНОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, ВСКРЫВШИХ АЧИМОВСКИЕ ЗАЛЕЖИ

Разработана технология испытания пластов, основанная на результатах гидродинамического моделирования и учитывающая особенности залежей и насыщающих углеводородных систем в ачимовских отложениях.

Гидродинамическое моделирование вариантов испытания ачимовских залежей и обобщение фактических данных показало, что применяемая технология не позволяет получить достоверные сведения о фильтрационно-емкостной и газоконденсатной характеристике залежей ачимовских отложений.

На основании результатов гидродинамического моделирования разработана технология испытания, учитывающая особенности существования залежей ачимовских отложений и сложный характер насыщающих их углеводородных систем. Характер строения коллекторов ачимовских отложений и сложное фазовое состояние насыщающих углеводородных смесей требует, чтобы объекты опробования осваивались при сохранении равновесных условий.

Равновесные условия освоения обеспечиваются плавным снижением противодавления на пласт путем последовательной замены жидкости, заполняющей ствол скважины при вторичном вскрытии пласта, заменяют на воду, а затем воду заменяют на углеводородную жидкость, при этом предпочтительнее использовать конденсат. Плавное снижение противодавления на пласт в процессе замены жидкости в стволе скважины обеспечивается регулированием давления на устье скважины. После замены глинистого раствора на воду давление на устье скважины поддерживают равным 20,0 – 25,0 МПа при постоянной циркулируемой промывке скважины. Постепенно снижая давление на устье, заменяют воду на углеводородную

жидкость, также при постоянной циркуляционной промывке ствола скважины.

Давление на устье при этом поддерживают равным 20,0 – 18,0 МПа. Забойное давление постепенно снижают при одновременной промывке скважины по замкнутой схеме: насос - скважина - емкость - насос. Закачиваемую в скважину жидкость подогревают. После получения притока из пласта в циркуляционную схему промывки включают сепаратор. В процессе продолжающейся циркуляционной промывки поступающий из пласта флюид и закачиваемая жидкость разделяются на газовую и жидкую фазу. Полученная смесь закачиваемой жидкости и жидкой фазы, поступающей из пласта после сепаратора, поступает в емкость и вновь закачивается в скважину. После перевода скважины на режим устойчивого фонтанирования проводят очистку ствола скважины и прискважинной зоны пласта от техногенных жидкостей и продуктов бурения.

Данные, полученные в процессе гидродинамического моделирования, показали, что особенности состава и свойств пластовых углеводородных систем ачимовских залежей и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов требуют проводить очистку ствола и прискважинной зоны в интенсивном режиме в течение короткого времени. Рекомендуется проводить продувку скважины последовательно по насосно-компрессорным трубам и межтрубному кольцевому пространству. Суммарное время продувки должно составлять 12-14 часов. Очистку скважины проводят при дебите, составляющем 150-200 тыс. м³/сут. После освоения скважины и очистки ствола скважину закрывают для восстановления забойного давления и замера пластового давления и температуры. Продолжительность останковки 8-10 суток. В течение останковки записывают кривые восстановления давления (КВД) и замеряют пластовое давление и температуру.

После замера пластовых термобарических условий скважину вводят в эксплуатацию на режиме, обеспечивающем ее устойчивое фонтанирование. Забойное давление при этом задается близким давлением начала конденсации или превышающим его. Дебит скважины при этих условиях должен быть не менее 40-50 тыс. м³/сут. На данном режиме скважина эксплуатируется 8-12 суток, в течение которых проводится комплекс промысловых газоконденсатных исследований и проводится отбор проб для лабораторных исследований.

Содержание насыщенной и стабильной жидкой фазы в добываемой продукции измеряется при постоянных условиях сепарации газожидкостной смеси. Измерения содержания углеводородной жидкости проводятся в течение всего времени эксплуатации. Для предотвращения гидратообразования в стволе скважины и промысловом оборудовании во время эксплуатации в скважину, при необходимости, закачивают ингибитор гидратообразования. В качестве ингибитора рекомендуется использовать метанол. Ингибиторы, имеющие более высокую плотность (CaCl₂ и др.), использо-

вать не рекомендуется, так как для их выноса требуется более высокая скорость потока газожидкостной смеси у башмака НКТ, чем скорость, которая обеспечивается при дебите 50 тыс. м³/сут. При неполном выносе ингибитора на забое скважины необходимо создавать дополнительное сопротивление движению потока, что в конечном итоге будет влиять на определение газоконденсатной характеристики.

После завершения исследований на газоконденсатность скважину вновь закрывают для восстановления пластового давления. При этом продолжительность остановки должна соответствовать продолжительности эксплуатации. Во время остановки записывают КВД.

После остановки скважину исследуют на продуктивность на установившихся режимах. Исследования проводят изохронным или ускоренно-изохронным методом, путем изменения режимов эксплуатации от меньшей депрессии на пласт к большей. Продолжительность эксплуатации скважины на каждом режиме и продолжительность остановки между ними должна составлять 2,0-2,5 суток. Исследования проводятся на 4-5 режимах прямого хода и одном режиме возвратного хода. В процессе эксплуатации скважины на режиме замеряют отдельно дебит отсепарированного газа, насыщенного и стабильного конденсата. После завершения исследований на установившихся режимах скважину вводят в эксплуатацию на одном из режимов в течение 7-10 суток, для определения установившегося значения коэффициента фильтрационного сопротивления А.

Разработанная технология промысловых исследований ачимовских залежей позволит получить достоверную информацию о фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах пластов, о составе и свойствах насыщающих углеводородных систем.

Получено 12.01.99

УДК 504.06

В.В. Середин (ООО "Недра")

К ВОПРОСУ О ПРОГНОЗИРОВАНИИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ТЕРРИТОРИЙ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

Приведены модели прогноза распределения углеводородов по площади и разрезу нефтезагрязненных территорий, а также в зоне водоносного горизонта. Эти модели позволяют на основании инженерно-геологических данных определять степень загрязнения почвогрунтов и подземных вод углеводородами.